

Федеральное государственное автономное
образовательное учреждение
высшего образования
«СИБИРСКИЙ ФЕДЕРАЛЬНЫЙ УНИВЕРСИТЕТ»
Институт нефти и газа

Кафедра разработки и эксплуатации нефтяных и газовых месторождений

УТВЕРЖДАЮ
Заведующий кафедрой

_____ Н.Д. Булчаев

« _____ » _____ 20 ____ г.

БАКАЛАВРСКАЯ РАБОТА

21.03.01.Нефтегазовое дело
21.03.01.02 «Эксплуатация и обслуживание объектов добычи нефти»

Анализ методов увеличения нефтеотдачи на Ванкорском нефтегазовом
месторождении

Руководитель



подпись, дата

доцент, к.т.н

М.Т. Нухаев

Выпускник

подпись, дата

С.С. Козлов

Консультанты:

Безопасность и экологичность

подпись, дата

Е.В. Мусяченко

Нормоконтролер

подпись, дата

С.В. Коржова

Красноярск 2017
Федеральное государственное автономное
образовательное учреждение
высшего образования
«СИБИРСКИЙ ФЕДЕРАЛЬНЫЙ УНИВЕРСИТЕТ»
Институт нефти и газа

Кафедра разработки и эксплуатации нефтяных и газовых месторождений

УТВЕРЖДАЮ
Заведующий кафедрой

_____ Н.Д. Булчаев

« _____ » _____ 20 ____ г.

ЗАДАНИЕ
НА ВЫПУСКНУЮ КВАЛИФИКАЦИОННУЮ РАБОТУ
в форме бакалаврской работ

Студенту Козлову Сергею Сергеевичу

Группа ГБ13-03.

21.03.01.Нефтегазовое дело

21.03.01.02 Эксплуатация и обслуживание объектов добычи нефти

Тема выпускной квалификационной работы: Анализ методов увеличения нефтеотдачи на Ванкорском нефтегазовом месторождении

Утверждена приказом по университету № _____ от _____ г.
Руководитель ВКР М.Т. Нухаев доцент, канд. техн. наук

Исходные данные для ВКР: Пакет технической, технологической и нормативной информации по Ванкорскому газонефтяному месторождению, тексты и графические материалы отчетов и исследовательских работ, научная литература, отчеты о научно-исследовательской работе.

Перечень разделов ВКР:

1. Геология месторождения;
2. Характеристика текущего состояния разработки;
3. Методы увеличения нефтеотдачи Ванкорского месторождения;
4. Безопасность и экологичность.

Руководитель ВКР



подпись

М.Т. Нухаев

Задание принял к исполнению

подпись

С.С. Козлов

« ____ » _____ 2017 г.

РЕФЕРАТ

Выпускная квалификационная работа по теме Анализ методов увеличения нефтеотдачи на Ванкорском нефтегазовом месторождении содержит 76 страниц текстового документа, 15 рисунков, 10 таблиц, 27 использованных источников.

МЕТОДЫ УВЕЛИЧЕНИЯ НЕФТЕОТДАЧИ, ВОДОГАЗОВОЕ ВОЗДЕЙСТВИЕ, ЗАВОДНЕНИЕ, ПОЛИМЕРЫ, ВЫТЕСНЕНИЕ, ОБРАБОТКА ПРИЗАБОНОЙ ЗОНЫ, МНОГОЗАБОЙНЫЕ СКЕВАЖИНЫ, ГИДРОРАЗРЫВ ПЛАСТА, НАГНЕТАНИЕ УГЛЕВОДОРОДНОГО ГАЗА.

Исходя из темы моей дипломной работы: «Анализ методов увеличения нефтеотдачи Ванкорского нефтегазового месторождения (Красноярский край) », целью работы является проанализировать методы увеличения нефтеотдачи в условиях Ванкорского нефтегазового месторождения (Красноярский край). Следовательно, были поставлены такие задачи как:

1. Описание характеристики геологического строения Ванкорского нефтегазового месторождения;
2. Анализ текущего состояния разработки продуктивных пластов в условиях Ванкорского месторождения;
3. Обзор примененных методов увеличения нефтеотдачи, интенсификации притока на Ванкорском нефтегазовом месторождении;
4. Предоставить рекомендации по выбору подходящих методов увеличения нефтеотдачи для Ванкорского нефтегазового месторождения.

Объектом исследования является текущее состояние разработки основных продуктивных пластов Ванкорского месторождения, а так же рекомендации по выбору подходящих методов увеличения нефтеотдачи в условиях разработки Ванкорского нефтегазового месторождения.

По ходу работы был проведен анализ существующих методов увеличения нефтеотдачи, так же была дана их характеристика и возможность применения в условиях Ванкорского нефтегазового месторождения. По выделенным критериям применимости методов воздействия для геолого-физических параметров продуктивных пластов рекомендованы наиболее эффективные способы их реализации.

Для выполнения данной выпускной квалификационной работы использовался текстовый редактор Microsoft Word, таблицы и графики выполнялись в Microsoft Excel, презентация подготовлена с помощью Microsoft Power Point.

СОДЕРЖАНИЕ

Введение.....	4
1 Геология месторождения.....	5
1.1 Общие сведения о месторождении.....	5
1.2 Литолого-Стратиграфическая характеристика разреза.....	8
1.3 Физико-Гидродинамическая характеристика продуктивных коллекторов.....	11
1.4 Физико-Химические свойства нефти, газа, конденсата.....	14
1.5 Запасы углеводородов.....	15
2 Текущее состояние разработки нефтяного месторождения.....	17
2.1 Анализ текущего состояния разработки месторождения.....	17
2.2 Анализ текущего состояния разработки продуктивного пласта Як-III.....	18
2.3 Анализ текущего состояния разработки продуктивного пласта Нх-1.....	22
2.4 Анализ текущего состояния разработки продуктивного пласта Нх-III-IV.....	24
2.5 Анализ текущего состояния разработки продуктивного пласта Сд-IX.....	27
3 Методы увеличения нефтеотдачи Ванкорского месторождения.....	28
3.1 Методы увеличения нефтеотдачи.....	28
3.2 Анализ эффективности применения методов интенсификации притока нефти, изоляции водопритока.....	33
3.3 Выбор методов увеличения нефтеотдачи в условиях разработки Ванкорского нефтегазового месторождения.....	37
4 Безопасность и экологичность производства.....	46
4.1 Анализ потенциальных опасных и вредных производственных факторов при проведении работ.....	47
4.2 Инженерные и организационные решения по обеспечению безопасности работ.....	47
4.3 Санитарно-гигиенические требования к помещениям и размещению используемого оборудования.....	49
4.4 Обеспечение безопасности технологического процесса.....	52
4.5 Обеспечение взрывопожарной и пожарной безопасности.....	53
4.6 Экологичность проекта.....	55
Заключение.....	57
Список сокращений.....	59
Список используемых источников.....	60
Приложение А.....	62
Приложение Б.....	69
Приложение В.....	74

ВВЕДЕНИЕ

В экономике нашей страны особое место занимает нефтегазовая промышленность. На ее долю приходится порядка 13-14% ВВП России, а в экспорте товара около 70%. По этим показателям Россия занимает одну из ведущих позиций в современном мире.

Такие отрицательные факторы, как истощение экономически рентабельных запасов в регионах добычи с развитой инфраструктурой, сложные природные условия, неразвитость инфраструктуры в новых районах добычи, а так же нехватка необходимых компетенций для развития шельфовых зон и других сложных проектов, оказывают большое влияние на российскую нефтедобывающую промышленность.

Для того, чтобы повысить конкурентоспособность России на мировой арене в сфере нефтяной и газовой отраслях необходимо развивать следующие благоприятные условия: снижение себестоимости добычи и геологоразведки нефти, привлечение новых более высокотехнологичных и экономически выгодных средств добычи и разработки, а так же поддержание добычи нефти и газа.

Дальнейшие возможности России по поддержанию добычи нефти будут в большей степени зависеть от ввода в эксплуатацию новых месторождений в нефтегазоносных районах (Сибирь, север Красноярского края, Каспийское море и другие), а так же от привлечения новых современных технологий, которые будут направлены на повышение эффективности добычи нефти и газа.

В настоящее время, одним из новых регионов по добычи нефти и газа является Ванкорское нефтегазоконденсатное месторождение. Максимальный уровень добычи на данном месторождении составляет порядка 20-25 млн. т /год. Несмотря на сравнительно высокий КИН, это месторождение обладает потенциалом дальнейшего увеличения эффективности добычи нефти и газа.

Основной целью данной дипломной работы является анализ методов увеличения нефтеотдачи в условиях Ванкорского нефтегазового месторождения. Исходя из этого, были поставлены такие задачи как: описание геологического строения месторождения, анализ текущего состояния разработки продуктивных пластов, оценка примененным методам увеличения нефтеотдачи, на основе проведенного анализа, предоставить рекомендации по выбору подходящих методов увеличения нефтеотдачи в условиях разработки Ванкорского месторождения.

По состоянию на 01.01.2015 г. на Ванкорском месторождении пробурено 625 скважин, в т.ч. добывающих 355, нагнетательных 172, газовых 22, водозаборных 76. По состоянию на 01.01.2015 г. в целом по месторождению накопленная добыча нефти составляет 91 924 тыс. т, жидкости – 145 629 тыс. т, конденсата – 1 187 тыс. т, газа газовых шапок – 15 314 млн.м³, свободного газа – 2 410 млн.м³.

1 Геология месторождения

1.1 Общие сведения о месторождении

Ванкорское нефтегазоконденсатное месторождение в административном отношении расположено на территории Туруханского и Дудинского районов Таймырского муниципального района Красноярского края. Районные центры п. Туруханск находится в 300 км к юго-западу от месторождения, г. Дудинка – в 140 км на северо-восток. В этом же направлении в 200 км расположен г. Норильск.

Территориально расположено в пределах трех лицензионных участков: Ванкорского, Северо-Ванкорского и Восточно-Лодочного. Южная часть Ванкорского месторождения (Ванкорский ЛУ и Восточно-Лодочный) расположена в Туруханском районе Красноярского края, северная часть (Северо-Ванкорский ЛУ) расположена на территории Таймырского муниципального района (рисунок 1.1)



Рисунок 1.1 – Обзорная карта района работ

Площадь месторождения составляет 447 кв. км.

Постоянная дорожная сеть в районе месторождения и на прилегающих территориях отсутствует. В 140 км на юго-восток от месторождения расположен г. Игарка, в котором расположены крупный речной порт и аэропорт, способный принимать тяжёлые самолёты.

Необходимые материалы и оборудование в г. Игарка завозятся водным путём по р. Енисей. Общая протяжённость водной магистрали Красноярск-Игарка по р. Енисей составляет 1747 км. На площадь Ванкорского месторождения основной объём грузов может завозиться только зимой, после промерзания болот, когда начинают функционировать временные зимние дороги («зимники»). Расстояние по зимнику от г. Игарка до площади месторождения в среднем 150 км.

Наиболее экономически привлекательным способом доставки больших партий груза (общим объёмом до 35 тыс. т) в район Ванкорского месторождения является экспедиционный завоз караваном судов Енисейского пароходства по р. Большая Хета непосредственно до опорной базы промысла (430 км от устья). Это вариант предполагает минимальное количество промежуточных погрузочно-разгрузочных операций и минимальные сроки доставки. Вместе с тем, навигация по р. Большая Хета возможна только мелкосидящим флотом (баржи до 1000 т) и только в июне. В связи с этим большое значение приобретает общая согласованность и четкость всей транспортной схемы: своевременное накопление грузов в зимний период на площадках портов, причалы которых не заливаются паводком в весенний период (Лесосибирский порт, Красноярский порт), формирование и отправка мощного каравана судов, выгрузка в сжатые сроки на причалах Заказчика (Ванкор, Сузун). Причал и база ЗАО «Ванкорнефть» Прилуки расположена на левом берегу р. Енисей, в 12 км ниже порта Игарка. Прилуки служат основной перевалочной базой для доставки крупногабаритных и тяжеловесных грузов, предназначенных для строительства опорной базы промысла Ванкорского месторождения.

Железнодорожного сообщения в рассматриваемом районе нет, снабжение железнодорожным транспортом возможно, либо до г. Красноярск, либо через транспортную сеть Западной Сибири до ст. Пурпэ и Коротчаево и далее, либо водным транспортом, либо по зимней дороге.

Ближайшие месторождения, находящиеся в промышленной эксплуатации: Мессояхское, Южно- и Северо-Соленинское, расположены в 160-180 км на северо-запад от Ванкорского. Указанные месторождения связаны газопроводом с г. Норильск и конденсатопроводом с г. Дудинка, где имеется цех по переработке конденсата. В 200 км к юго-западу от Ванкорского месторождения находится Заполярное месторождение, на котором расположена ближайшая точка магистрального газопровода системы «Трансгаз».

Транспорт нефти осуществляется по нефтепроводу диаметром 820 мм Ванкорское месторождение – НПС «Пурпе». Нефтепровод рассчитан на прокачку объёмов УВ 25 млн. т/год. Общая протяжённость трассы составляет 543 км (556,5 км по оси трубопровода с учётом компенсаторов).

Эксплуатационное бурение на лицензионном участке ведётся с 2006 г. в соответствии с «Технологической схемой разработки Ванкорского месторождения» (протокол ЦКР Роснедра от 01.06.2006 № 3662). В данный момент действующим технологическим документом является «Дополнение к технологической схеме разработки Ванкорского месторождения» (протокол ЦКР Роснедра № 5462 от 15.11.2012 г.).

В районе расположения Ванкорского НГКМ развитая централизованная система энергоснабжения отсутствует. Ближайшая ВЛ 110 кВ ЕНЭС в районе Ванкорского НГКМ, расположена в 140 км на восток. Энергоснабжение объектов Ванкорского НГКМ осуществляется от собственного автономного энергоисточника.

В качестве источника энергоснабжения Ванкорского НГКМ на ЦПС предусмотрена ГТЭС, установленной электрической мощностью 206,4 МВт (располагаемой электрической мощностью 154,8 МВт), с газотурбинными установками единичной мощностью 25,8 МВт. В составе ГТЭС предусмотрено шесть рабочих и два резервных газотурбинных агрегата. Электроснабжение объектов Ванкорского НГКМ от ГТЭС предусмотрено по ВЛ 10 кВ, 35 кВ, на площадочных объектах-потребителях электроэнергии предусмотрены понижающие подстанции.

Основным источником теплоснабжения объектов Ванкорского НГКМ является ГТЭС, в составе которой предусмотрены котлы-утилизаторы (шесть рабочих и два резервных), единичной тепловой мощностью – 33,0 МВт. Также для отопления части объектов Ванкорского НГКМ предусмотрены газовые котельные.

Район относится к слабо населённым с плотностью населения менее 1 человека на кв.км.

На территории Ванкорского нефтегазоконденсатного месторождения, полезных ископаемых, кроме нефти, конденсата и газа, не обнаружено. Климат района резко континентальный. Территория находится в зоне постоянного вторжения холодных арктических масс воздуха со стороны Северного Ледовитого океана и отличается продолжительной холодной зимой (8-9 месяцев) и умеренно тёплым летом, большими годовыми и суточными перепадами температур воздуха. Среднегодовое количество осадков около 450 мм, наибольшее количество осадков приходится на август-сентябрь.

В весенне-летний период на территории преобладают ветры северного и северо-западного направления, зимой – южные и юго-западные. Максимальная скорость ветра достигает 25 м/с, средняя скорость ветра – 5-7 м/с.

Месторождение находится в зоне распространения многолетнемерзлых пород. В среднем толщина этой зоны составляет 450-480 м, толщина деятельного слоя – 0,5-1,0 м.

Гидрографическая сеть принадлежит бассейну р. Большая Хета и ее притокам (р. Лодочная и др.). Река Б. Хета судоходна для малотоннажных (водоизмещением до 1000 т) судов в весенний период в течение 25-30 дней от участка месторождения до устья, где она впадает в р. Енисей, являющейся основной транспортной системой Красноярского края, и протекающей в 100 км

восточнее месторождения. Ширина реки Б. Хета в устье достигает 500 м, в районе месторождения – 200 м. Река Лодочная не судоходна, шириной около 50 м, глубиной 0,3-2,0 м. Ледоход начинается с верховьев реки в середине апреля и заканчивается в середине июня. В это же время заканчивается ледоход и на р. Енисей (п. Игарка, 5-8 июня, Дудинка – 20-25 июня). Ледостав начинается в первых числах октября, продолжительность навигации 130 суток.

1.2 Литолого-Стратиграфическая характеристика разреза

В геологическом строении Ванкорского месторождения принимают участие метаморфические образования архейско-среднепротерозойского возраста, осадочные образования ранне-средне-позднепалеозойского и мезозойско-кайнозойского возраста. Сводный литолого-стратиграфический разрез юрских и меловых отложений Ванкорского месторождения приведен на рисунке 1.2. Глубоким бурением изучены только отложения мезозойско-кайнозойского возраста.

Период эпоха	Ярус	Свита	Литология	Продуктивные пласты	УВ насыщенные горизонты	Литологическое описание
ВЕРХНИЙ МЕЛ - K ₂	Маастрихт K _m	Танайская K _{tn}				Пески, супеси, суглинки галька, гравий, валуны Алевриты, пески, супеси, с линзами и стяжениями алевролитов и песчаников приливно-отливных равнин
	Кампан K _{km}	Салпадинская K _{sl}				Глины и алевриты мелководного шельфа
	В. турон-сантон K ₁₋₂	Наровская K _{ns}				Ритмичное чередование песков, алевритов, глин, суглинков. (приливно-отливная равнина)
	K ₂ s ₂ -t ₁	Дорожковская K ₂ dr		Дл-I-III	I ^a	Глины мелководного шельфа
НИЖНИЙ МЕЛ - K ₁	С. альб-с. сенонан K ₁ al ₁ -s ₂	Долганская K ₁ dl			I ^a	Пески, песчаники с прослоями алевролитов и глин (прибрежно-морские, подводная дельтовая равнина)
	С. апт - с. альб K ₁ a ₁ -al ₁	Яковлевская K ₁ jak		Як-I-III Як-III-VII	I ^{av}	Переслаивание аргиллитов, песчаников с прослоями алевролитов и углей (аллювиальные, надводная дельтовая равнина)
	Н. готерив-н. апт K ₁ g ₁ -a ₁	Матюговская K ₁ mch			I ^{av}	Песчаники, пески, алевролиты и глины фронта дельты
	Н. валанжик-н. готерив K ₁ v ₁ -g ₁	Сухорудинская K ₁ sd		Сд-IX	I ^a I ^r	Переслаивание песчаников, алевролитов и аргиллитов (подводная дельтовая равнина)
	K ₁ b ₁ -v ₁	Никнейтовская K ₁ nch		Нх-I Нх-III-V	I ^a	Алевролиты и аргиллиты, песчаники (прибрежно-морские, дельтовые)
	Н. киммеридж-берриас J ₂ km ₁ -J ₂ br	Яковлевская J ₂ jak			II ^a	Аргиллиты, алевролиты мелководного шельфа
	J ₂ k ₂ -J ₂ km ₁	Сиговская J ₂ sg				Алевролиты, песчаники шторм. волн и течений
СРЕДНЯЯ ЮРА - J ₂	J ₂ bt ₂ -k ₂	Точинская J ₂ tc			II ^a	Аргиллиты мелководного шельфа
	В. байос-в. бат J ₂ b ₂ -bt ₂	Малышевская J ₂ ml			II ^a	Переслаивание алевролитов, песчаников приливно-отливных равнин и лагун
	Байос J ₂ b	Леонтьевская J ₂ ln				Аргиллиты и алевролиты мелководного шельфа
	В. аален-с. аален J ₂ a ₂ -b ₂	Высшая J ₂ ym				Переслаивание песчаников, алевролитов и аргиллитов приливно-отливных равнин
	С. аален-с. аален J ₂ a ₂ -b ₂	Лайдинская J ₂ ld				Аргиллиты, алевролиты мелководного шельфа
НИЖНЯЯ ЮРА - J ₁	В. плинсбах-н. аален J ₁ p ₁ -a ₁	Джандовская J ₁ jd			II ^a	Алевролиты и песчаники приливно-отливных равнин с редкими прослоями аргиллитов
	В. плинсбах J ₁ p ₁	Левинская J ₁ lv				Аргиллиты, алевролиты мелководного шельфа
	Геттанг-плинсбах J ₁ h-p ₁	Зимняя J ₁ zm				Алевролиты, аргиллиты и песчаники с прослоями конгломератов (аллювиальные фации)

Рисунок 1.2 - Сводный литолого-стратиграфический разрез юрских и меловых отложений Ванкорского месторождения

Продуктивные горизонты Ванкорского месторождения приурочены к терригенным отложениям и имеют песчаный состав, по возрасту они приурочены к нижнемеловым отложениям нижнехетской и яковлевской свит.

Меловая система (нижний мел - K₁)

Нижнехетская свита (K₁nch). Отложения свиты залегают согласно на отложениях верхней юры. Свита, представлена преимущественно алевролитами и аргиллитами, неравномерно известковистыми. Песчаные и алеврито-песчаные разности имеют подчиненное значение. Порода серого и зеленовато-серого цвета с тонкими прослоями обугленного растительного детрита, встречается

глауконит и пирит. Для отложений характерны сложные виды кривой слоистости, обусловленной совместным воздействием волн и течений, встречаются деформационные текстуры, окатыши глин, обилие фауны различной сохранности, биотурбация незначительная, в основном ходы обитания. Возраст свиты берриас - ранний валанжин. К отложениям свиты приурочены продуктивные пласты Нх-I, Нх-III-IV.

Толщина свиты в скважине Вн-11 составляет 454 м.

Суходудинская свита (K_{1sd}) согласно залегает на отложениях нижнехетской свиты, представлена переслаиванием песчаников с глинисто-алевритовыми породами. Некоторые глинистые пачки имеют региональное развитие. Мощность отдельных песчаных пластов достигает 60 м. Глинистые пачки толщиной до 40 м, сложены тонким переслаиванием аргиллитов и алевролитов.

Песчаники светло-серого и серого цвета, иногда с зеленоватым оттенком, мелко-среднезернистые, глинистые, с известковистыми и каолинизированными прослоями. Алевролиты серые, буровато-серые в зависимости от содержания глинистого и углистого материала, с линзочками и прослоями мелкозернистого песчаника и аргиллита. Песчаники и алевролиты преимущественно хорошей сортировки, аркозовые, цементируются слюдисто-глинисто-каолинистым и карбонатным материалом, содержание которого меняется. В песчаниках часто наблюдаются немногочисленные угловатые обломки темно-серых аргиллитов, пропластки и линзовидные включения углисто-глинистого материала и обугленного детрита, по плоскостям наложения намывы слюды. Аргиллиты темно-серые, в различной степени алевритистые, зачастую содержат линзы, прослои алевролитов и песчаников более светлого цвета. В аргиллитах много растительных остатков, конкреций и включений сидерита, обломков обугленной древесины. Глинистая часть состоит из гидрослюды, хлорита, смешанослойных, каолинита. Возраст свиты ранний валанжин - ранний готерив датируется по комплексу фораминифер и спорово-пыльцевому комплексу. К отложениям свиты приурочен продуктивный пласт Сд-IX.

Толщина свиты в скважине СВн-1 достигает 601 м.

Яковлевская свита (K_{1jak}) залегает на отложениях малохетской свиты. Представлена отложениями надводных дельтовых равнин - аргиллитоподобными глинами, углистыми рассланцованными аргиллитами, алевролитами, слаболигифицированными песчаниками, содержащими прослои углей, известковых и сидеритовых песчаников, известняков, гальку кремнистых и магматических пород. Слоистость пород тонкая, косая, горизонтальная, перекрестная, линзовидная, обусловленная наличием прослоев углистого и слюдистого материала. Цвет пород варьирует от светло-серого, почти белого до черного. Пачки глинисто-алевритовых и песчаных пород невыдержанны по составу и мощности. В верхней части разреза количество глинистых пород увеличивается. Отличительной особенностью разреза яковлевской свиты является наличие прослоев углей мощностью 2-4 м, выделяемых внутри глинисто-алевритовых пачек.

В отложениях яковлевской свиты, обнаружены редкие находки макро и микрофауны и спорово-пыльцевой комплекс, указывающий на апт-альбский возраст пород. С отложениями свиты связаны продуктивные пласты Як-I, Як-II, Як-III-VII.

Толщина яковлевской свиты изменяется от 561 м (скважина СВн-1) до 652 м (скважина Вн-8).

Меловая система (нижний-верхний отделы - K_{1-2})

Долганская свита ($K_{1-2}dl$) согласно залегает на отложениях яковлевской толщи. Представлена серыми и зеленовато-серыми песчаниками и песками, с прослоями буровато-серых алевролитов и аргиллитов, с включением растительных остатков.

Пески и песчаники мелко-среднезернистые часто алевроитистые, от рыхлых до уплотненных, слюдистые, прослоями каолинизированные, кварц-полевошпатового состава. Алевролиты и глины серые, темно-серые с зеленоватым оттенком, тонкослоистые, частично каолинизированные. В песчаниках встречаются известковые и сидеритовые конкреции. В целом для пород характерно наличие редких тонких прослоек углей, обломков древесины, галек глин. Фауны в отложениях долганской свиты не обнаружено. Альб-сеноманский возраст пород определен по спорово-пыльцевому комплексу. С отложениями свиты связан продуктивный пласт Дл-I-III. Толщина свиты составляет 233-271 м.

1.3 Физико-Гидродинамическая характеристика продуктивных коллекторов

Продуктивная толща Ванкорского месторождения представляет собой неравномерное переслаивание песчаников, алевролитов и глин с преобладанием песчано-алевролитовых разностей. Промышленная нефтегазоносность связана с нижнемеловыми отложениями от альба (Дл-I-III) до берриаса (Нх-III-IV), что соответствует интервалам глубин 950-2800 м.

Коллектор продуктивного пласта Дл-I-III долганской свиты охарактеризован керном в 17 скважинах, среднее значение пористости 30,1% по 246 определениям. Среднее значение проницаемости – 547,7 мД по 207 определениям. Среднее значение коэффициента водонасыщенности в газовой части коллектора 32% по 41 определению из 3 скважин.

Коллектор продуктивного пласта Як-I яковлевской свиты охарактеризован керном в 8 скважинах, среднее значение пористости 27,7% по 48 определениям. Среднее значение проницаемости 726,2 мД по 57 определениям. Исследование коэффициента водонасыщенности в нефтегазонасыщенной части коллектора не проводилось.

Коллектор продуктивного пласта Як-II яковлевской свиты охарактеризован керном в 5 скважинах, среднее значение пористости 22,5% по 13 определениям. Среднее значение проницаемости 102,4 мД по 13

определениям. Среднее значение коэффициента водонасыщенности 21% по 2 определениям.

Коллектор продуктивного пласта Як-III яковлевской свиты охарактеризован керном в 5 скважинах, среднее значение пористости 25% по 17 определениям. Среднее значение проницаемости 268,5 мД по 16 определениям. Среднее значение коэффициента водонасыщенности 32% по 7 определениям.

Коллектор продуктивных пластов Як-III-VII яковлевской свиты охарактеризован керном в 24 скважине среднее значение пористости 27,5% по 1050 определениям. Среднее значение проницаемости 569,8 мД по 1094 определениям. Среднее значение коэффициента водонасыщенности в газонефтенасыщенной части пласта 23% по 162 определениям.

Коллектор продуктивного пласта Сд-IX суходудинской свиты охарактеризован керном в 5 скважинах, среднее значение пористости 23% по 245 определениям. Среднее значение проницаемости 331 мД по 243 определениям. Среднее значение коэффициента водонасыщенности в нефтенасыщенной части 29% по 9 определениям.

Коллектор продуктивного пласта Нх-I нижнехетской свиты охарактеризован керном в 20 скважинах, среднее значение пористости 19% по 371 определению. Среднее значение проницаемости 31,3 мД по 379 определениям. Среднее значение коэффициента водонасыщенности в нефтенасыщенной части 45% по 168 определениям.

Коллектор продуктивных пластов Нх-III-IV нижнехетской свиты охарактеризован керном в 27 скважинах среднее значение пористости 19,9% по 1483 определениям. Среднее значение проницаемости 172,6 мД по 1527 определениям. Среднее значение коэффициента водонасыщенности нефтегазонасыщенной части 37% по 416 определениям.

Сведения об объемах исследований керна продуктивных пластов Дл-I-III, Як-I, Як-II, Як-III-VII, Сд-IX, Нх-I, Нх-III-IV из разведочных, поисково-оценочных и эксплуатационных скважин, выполненных для изучения свойств продуктивных пластов-коллекторов приведены в Приложении А.

Для исследования образцов в термобарических условиях, создавалась среда со следующими параметрами указанными в таблице 1.1.

Таблица 1.1 - Пластовые условия для продуктивных пластов-коллекторов

Пласт	Пластовые условия
Дл-I-III	$P_{пл}=9.63-11$ МПа; $P_{эфф}=12$ МПа; $P_{г}=22$ МПа, $T=12-30^{\circ}\text{C}$; $C=10.3-12$ г/л, $УЭС\ p-pa=0.45-0.673$ Омм
Як-III-VII	$P_{пл}=15.9-16.13$ МПа, $P_{эфф}=19.3-25.3$ МПа, $P_{г}=33.2-37.7$ МПа, $T=32-37^{\circ}\text{C}$, $C=13.5-16.5$ г/л, $УЭС\ p-pa=0.24-0.467$ Омм
Сд-IX	$P_{пл}=23.5$ МПа, $P_{эфф}=32$ МПа, $P_{г}=52$ МПа, $T=53^{\circ}\text{C}$, $C=13.5-20$ г/л, $УЭС\ p-pa=0.198-0.601$ Омм
Нх-I	$P_{пл}=25.4-26.8$ МПа, $P_{эфф}=25.4-43.9$ МПа, $P_{г}=62.3-69.3$ мПа, $T=59-65^{\circ}\text{C}$, $C=7.4-12$ г/л, $УЭС\ p-pa=0.243-0.682$ Омм
Нх-III-IV	$P_{пл}=27.2-27.6$ МПа, $P_{эфф}=34.9-46.2$ МПа, $P_{г}=62-69.3$ МПа, $T=63-65^{\circ}\text{C}$, $C=10-14$ г/л, $УЭС\ p-pa=0.227-0.673$ Омм

1.4 Физико-Химические свойства нефти, газа, конденсата

Сравнительная характеристика основных физико-химических показателей нефти, газа, воды и конденсата Ванкорского месторождения представлена в таблицах 1.2 – 1.3

Таблица 1.2 – Сравнительная характеристика основных физико-химических показателей нефти Ванкорского месторождения

Параметры	Объекты						
	Дл-I-III	Як-I	Як-II	Як-III-VII	Сд-IX	Нх-I	Нх-III-IV
Начальное пластовое давление (на ГНК, ГВК), МПа	9,6	15,7	15,9	15,9	23,5	25,4	27,1
Вязкость нефти в пластовых условиях, мПа с	-	23,23	-	8,7	1	0,57	0,75
Плотность нефти в пластовых условиях, т/м ³	-	0,864	-	0,8511	0,776	0,724	0,712
Плотность нефти в поверхностных условиях, т/м ³	-	0,912	0,902	0,902	0,867	0,823	0,845
Объемный коэффициент нефти, доли ед.	-	1,12	1,12	1,12	1,377	1,422	1,458
Давление насыщения нефти газом, МПа	-	15,7	15,8	15,9	23,5	25,4	27,1
Газовый фактор, м ³ /т	-	60,2	60,2	60,5	177,4	202,3	211,0
Сжимаемость, 1/МПа × 10 ⁻⁴	-	9,13		9,13	12,3	14,21	16,79

Таблица 1.3 – Сравнительная характеристика основных физико-химических показателей газа, воды и конденсата

Флюиды и их характеристики		Дл I-III	Як III-VII	Нх-I	Нх-III-IV
Газ	Содержание метана, %	91,1	93,7	83,9	82,8
	Плотность, кг/м ³	0,715	0,726	0,851	0,833
	Коэффициент сжимаемости, Z	0,842	0,855	0,823	0,845
Вода	Минерализация, г/л	12,1	16,4	14,8	12,6
	Плотность в поверхностных условиях, кг/м ³	1007	1009	1008	1007
	Плотность в пластовых условиях, кг/м ³	1006	1003	991,5	987,5
	Вязкость в пластовых условиях, мПа*с	1,2	0,85	0,57	0,51
	Сжимаемость, 1/МПа × 10 ⁻⁴	4,7	4,3	4,1	4,1
Конденсат	Плотность дегазированного конденсата, кг/м ³	-	-	-	719,4
	Молярная масса, г/моль	-	-	-	107,18
	Конденсатогазовый фактор, г/м ³	-	-	-	177,32

1.5 Запасы углеводородов

Запасы углеводородов Ванкорского месторождения, числящиеся на Государственном балансе, составляют:

- Нефти (геологические/извлекаемые):
 - по категории BC1 – 1 081 416/469 210 тыс.т;
 - по категории C2 – 53 967/23 944 тыс. тыс.т.
- Растворенного газа: BC1 – -/55 311 млн.м3; C2 – -/2 115 млн.м3.
- Конденсата: BC1 - 9 356/6 801 тыс.т.
- Газа газовой шапки: BC1 - 65 296/- млн.м3, C2 - 4 758/- млн.м3.
- Свободного газа: BC1 - 47 191/- млн.м3, C2 - 423/- млн.м3.

Данные по запасам нефти, газа и конденсата, числящиеся на государственном балансе РФ по категориям ABC1C2 на 01.01.2013 приведены в таблице 1.4.

Таблица 1.4 – Запасы нефти, газа и конденсата, числящиеся на государственном балансе РФ по категориям АВС1С2 на 01.01.2013

Категория	Начальные запасы нефти, тыс.т				Начальные запасы конденсата, тыс.т				Начальные запасы газа (раст.+свобод.+ГШ), ³ млн.м
	геологические	извлекаемые	КИН	КИН текущий	геологические	извлекаемые	КИК	КИК текущий	извлекаемые
Дл I-III	-	-	-	-	-	-	-	-	47191
Як I	4070	1880	0,462	0	-	-	-	-	3043
Як II	9274	4284	0,462	0	-	-	-	-	4384
Як III-VII	649880	300245	0,462	0,053	-	-	-	-	32188
Сд-IX	7141	2307	0,323	0	-	-	-	-	410
Нх-I	134070	49742	0,371	0,024	-	-	-	-	10063
Нх-III-IV	330948	134696	0,407	0,040	9356	6801	0,727	0,041	77815
Итого по месторождению	1135383	493154	0,434	0,046	9356	6801	0,727	0,041	127480

2 Текущее состояние разработки нефтяного месторождения

2.1 Анализ текущего состояния разработки месторождения

Основными эксплуатационными объектами Ванкорского месторождения являются: Дл-I-III (газ), Як-III-VII (нефть), Сд-IX (нефть), Нх-I (нефть) и Нх-III-VII (нефть и конденсат).

По состоянию на 01.01.2015 г. на Ванкорском месторождении пробурено 355 добывающих скважин на основные эксплуатационные объекты, в т.ч. 230 скважины на объект Як-III-VII, 82 скважины на Нх-III-IV, 41 скважина – на Нх-I, 22 газовых – Дл-I-III, 172 – нагнетательных (81–Як-III-VII, 54–Нх-III-IV, 37 – Нх-I) и 76 водозаборных.

Ввод скважин осуществляется в соответствии с утвержденным проектным документом. Реализация проектного фонда скважин – 92%.

В добывающем фонде находится 400 скважин, из них 380 действующих, бездействующих 5, наблюдательных 14, 1 ликвидированная. Из 380 скважин действующего добывающего фонда 25 работают фонтаном, 355 оборудованы ЭЦН.

В нагнетательном фонде 174 скважины, из них 128 действующих, наблюдательных 1, в отработке на нефть 45.

В газовом фонде 22 скважины, из них 21 действующая, 1 наблюдательная.

В бездействующем и ликвидированном фондах находится 6 скважин или менее 1% от пробуренного фонда.

По состоянию на 01.01.2015 г. в целом по месторождению накопленная добыча нефти составляет 91 924 тыс.т, жидкости – 133 601 тыс.т, конденсата – 1 187 тыс.т, газа газовых шапок – 15 314 млн.м³, свободного газа – 2 410 млн.м³.

Накопленная закачка воды по состоянию на 01.01.2015 г. составила 104 723 тыс.м³.

Максимальный уровень добычи нефти в целом по месторождению был достигнут в 2014 г.

За 2014 г. добыча нефти составила 21 517 тыс.т, жидкости – 40 851 тыс.т, конденсата – 490 тыс.т, свободного газа 768 млн.м³, газа газовых шапок – 4 773 млн.м³.

Среднегодовой дебит нефти – 174,4 т/сут, жидкости – 331,1 т/сут (при обводненности продукции – 50%).

В настоящее время в разработке из 8 выделенных объектов находятся 5 объектов: Дл-I-III, Як-III-VII, Сд-IX, Нх-I и Нх-III-IV.

2.2 Анализ текущего состояния разработки продуктивного пласта Як-III-VII

По состоянию на 01.01.2015 г. на объект пробурено 311 скважин, в т.ч. добывающих 230, нагнетательных 81.

В добывающем фонде находится 244 скважины, из них действующих 237, бездействующих 4, наблюдательных 2, ликвидированных 1.

В нагнетательном фонде 82 скважины, из них 68 под закачкой воды, 14 в отработке на нефть.

Проектный фонд реализован на 94%.

По состоянию на 01.01.2015 г. по объекту накопленная добыча нефти составляет 61 926 тыс.т, жидкости – 95 672 тыс.т, газа газовой шапки – 8 674 млн.м³.

Текущий отбор нефти от НИЗ – 20,6% при текущей обводненности – 51,7%. При этом текущий отбор газа газовой шапки от НГЗ – 61,9%.

Накопленная закачка воды по состоянию на 01.01.2015 г. составила 80 818 тыс.м³, накопленная компенсация отборов закачкой воды составила 51%.

Текущее пластовое давление равно 13 МПа при начальном пластовом давлении 15,9 МПа и давлении насыщения – 15,9 МПа.

За 2014 г. добыча нефти составила 14 425 тыс.т, жидкости – 29869 тыс.т, газа газовой шапки – 2 012 млн.м³.

Среднегодовой дебит нефти – 186,7 т/сут, жидкости – 408,9 т/сут.

Схема размещения скважин в южной и центральной частях залежи предусматривается совмещенная блочно-квадратная и трехрядная сетки горизонтальных скважин со стороной квадрата 2000 м и длиной горизонтального участка добывающих скважин 1000 м; по северной части залежи происходит уплотнение ячейки до 1400 м при длине ствола 700 м. Внутри блока и на стыках блоков размещены скважины уплотнения (рисунок 2.1)

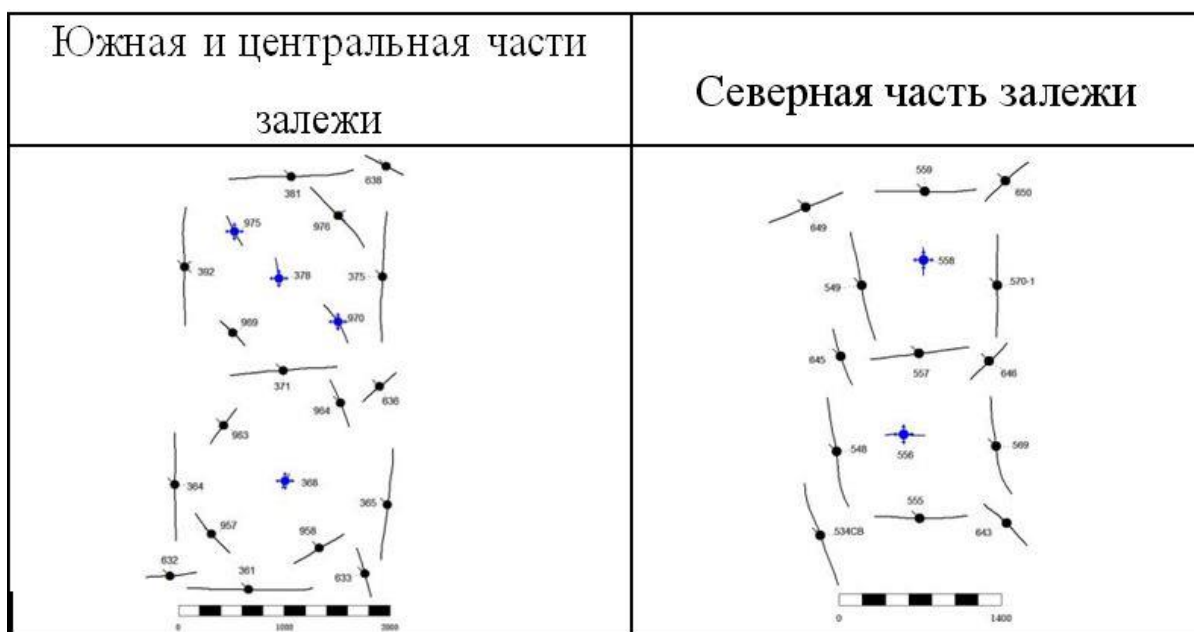


Рисунок 2.1 - Схема размещения скважин пласта Як-III-VII

Геологические особенности, влияющие на процесс разработки

Пласт характеризуется речной обстановкой осадконакопления, что приводит к значительной неоднородности ФЕС, а также высокой расчлененности (14.6 д.ед.).

Кроме этого, исходя из особенности распространения глин, пласт делится на две условные области - северную и южную. Несмотря на близкие значения расчленённости, в северной части пропластки глин характеризуются значительно большими толщинами сравнительно с южной частью, что приводит к снижению нефтенасыщенной толщины, а также более явному выделению изолированных друг от друга линз коллектора (рисунок 2.2, 2.3).

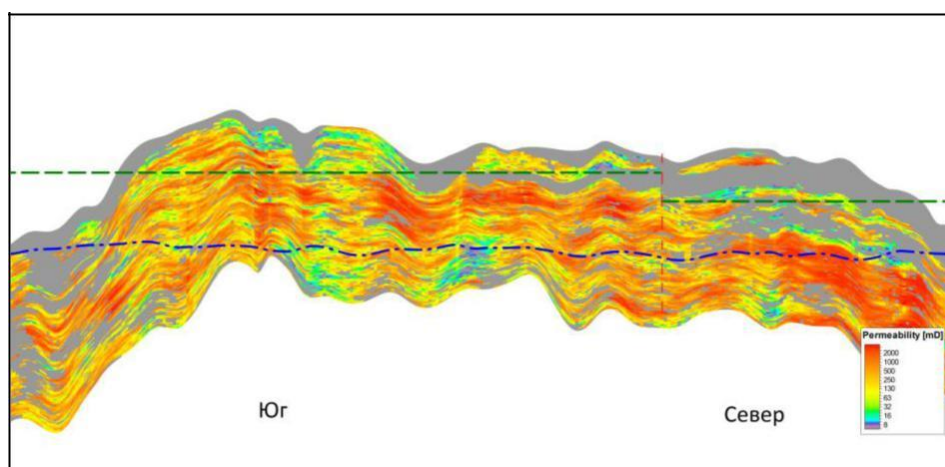


Рисунок 2.2 - Геологический разрез по проницаемости с севера на юг пласта Як-III-VII

Для более эффективной разработки северной части залежи было выполнено уплотнение блочно-квадратной сетки скважин до 700 м с сопутствующим снижением длины горизонтальной секции. Уплотнение сетки позволило вовлечь в разработку большее количество несвязанных линз.

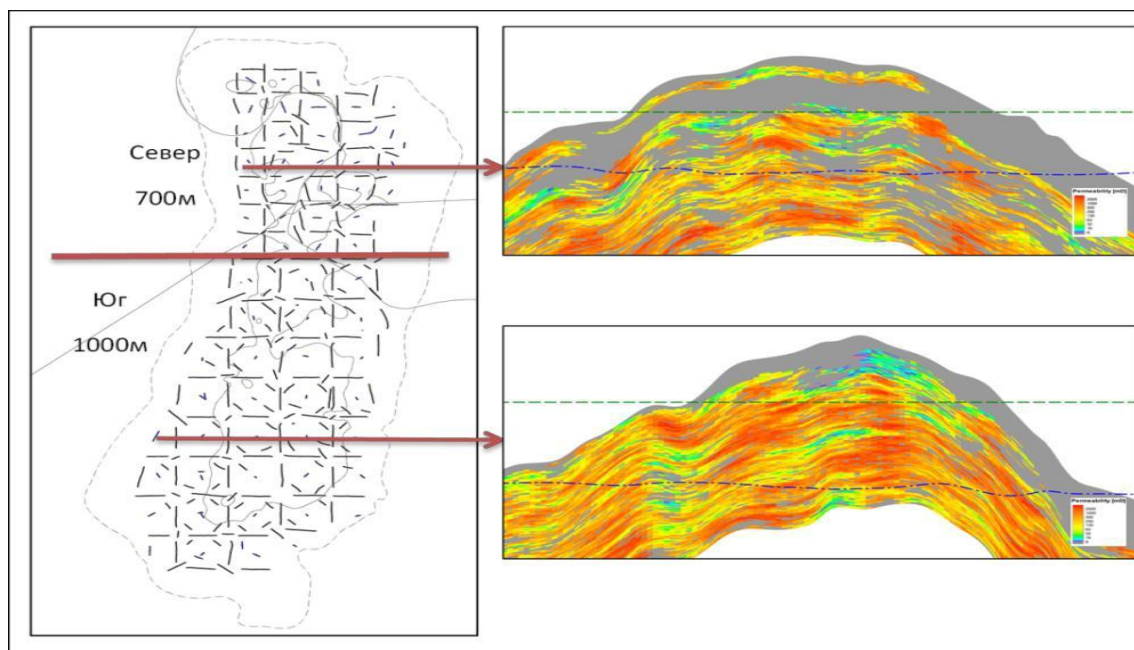


Рисунок 2.3 - Особенности распределения литологии и выделение двух зон пласта Як-III-VII

Режим и схема разработки

На объекте действует комбинированный режим разработки включающий в себя:

- Газонапорный режим (расширение ГШ) – заметное влияние оказывал только в начале разработки, до формирования системы ППД, на данный момент влияние невелико;
- Упругий водонапорный режим – оказывает заметную поддержку пластового давления за счет больших объемов воды в аквифере;
- Жесткий водонапорный режим – режим разработки вносящий наибольший вклад в процесс разработки, на данный момент составляет 55 % от всей энергии пласта;
- Режим растворенного газа – по причине заметного снижения пластового давления ниже давления насыщения составляет вторую по величине долю пластовой энергии.

На рисунке 2.4 представлена принципиальная схема процесса разработки залежи.

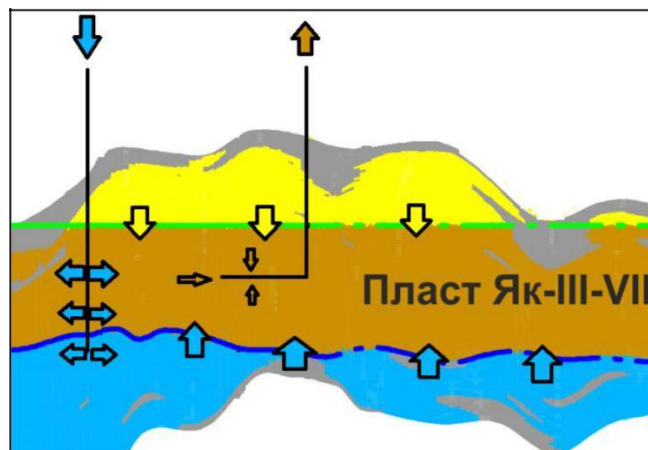


Рисунок 2.4 - Принципиальная схема процесса разработки объекта Як-III-VII

Одним из потенциально негативных эффектов при данном типе разработки может являться опережающее снижение давления в газовой шапке за счет прорывов газа в добывающие скважины (если давление в ГШ окажется ниже, чем в нефтенасыщенной зоне) и последующая фильтрация подвижной нефти в газонасыщенную зону, что приведет к потере извлекаемых запасов за счет появления остаточной нефтенасыщенности в области ГШ. Таким образом, необходимо контролировать положение контактов и не допускать миграции подвижной нефти в ГШ. В случае перемещения ГНК вверх, необходимо рассмотреть вариант ограничения притока газа в добывающие скважины либо вариант барьерного заводнения.

Так как начальное пластовое давление эквивалентно давлению насыщения, а схема разработки предполагает снижение пластового давления до момента завершения формирования системы ППД, то в пласте будет происходить процесс разгазирования нефти и миграции высвободившегося газа в ГШ.

Прямая оценка количества газа разгазирования, попавшего в ГШ, или добытого в скважинах невозможна, так как по составу газ разгазирования и газ газовой шапки близки друг к другу. Таким образом, невозможно поскважинно разбить попутный добываемый газ на газ разгазирования и газ газовой шапки используя прямые методы оценки. В качестве промежуточного решения, для поскважинного расчета объемов добываемого растворенного газа и газа газовой шапки используется обратный пересчет путем вычета из общего газового фактора значения начального газосодержания.

2.3 Анализ текущего состояния разработки продуктивного пласта Нх-1

По состоянию на 01.01.2015 г. на объект пробурено 78 скважин, в т.ч. добывающих 41, нагнетательных 37.

В добывающем фонде находится 52 скважины, из них 51 действующая, 1 наблюдательная.

В нагнетательном фонде 37 скважин, 26 под закачкой воды, 11 в отработке на нефть.

Проектный фонд реализован на 78,8 %.

По состоянию на 01.01.2015 г. по объекту накопленная добыча нефти составляет 5 677 тыс.т, жидкости – 6748 тыс.т.

Текущий отбор нефти от НИЗ – 11,4 % при текущей обводненности – 30,2%.

Накопленная закачка воды по состоянию на 01.01.2015г. составила 4 502 тыс.м³, накопленная компенсация отборов закачкой воды составила 33 %.

Текущее пластовое давление равно 19 МПа при начальном пластовом давлении 25,9 МПа и давлении насыщения – 23,9 МПа.

За 2014 г. добыча нефти составила 1 340 тыс.т, жидкости – 1918.9 тыс.т. Среднегодовой дебит нефти – 76 т/сут, жидкости – 119 т/сут.

Схема размещения скважин – однорядная сетка горизонтальных скважин с расстоянием между рядами – 1000м, между скважинами – 1000 м, длина горизонтального участка добывающих скважин 1000 м.

Геологические особенности влияющие на процесс разработки

Пласт характеризуется прибрежно-морской обстановкой осадконакопления, песчаные тела латерально протяженные, хорошо выдержанные и однородные.

Верхняя часть пласта представляет сложный баровый комплекс, выклинивающийся в северной части месторождения. Здесь выделяются 3 фации (подошвенная часть бара, склоновая часть бара и осевая часть бара), характеризующиеся сильной проницаемостной неоднородностью и ухудшением фильтрационно-емкостных свойств от кровли к подошве пласта.

Необходимо также отметить нижний интервал пласта, представляющий собой фацию мелководного шельфа, которая выделяется по всему пласту Нх-1. Данный пропласток обладает крайне низкими ФЕС (проницаемость менее 1 мД) и его разработка крайне затруднена (рисунок 2.5).

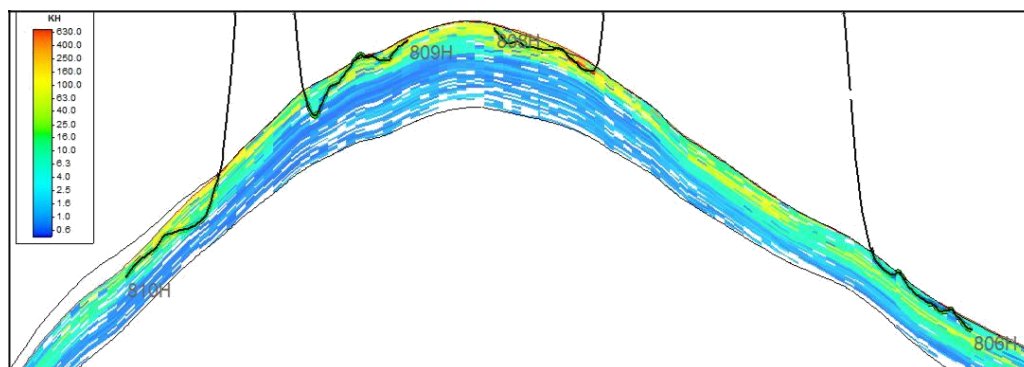


Рисунок 2.5 - Разрез по проницаемости – выделение низкопроницаемой зоны Нх-I

Режим и схема разработки

На объекте действует комбинированный режим разработки включающий в себя:

- Жесткий водонапорный режим – режим разработки реализуемый по мере реализации системы ППД;
- Режим растворенного газа – данный режим вносит наибольший вклад в энергию пласта из-за низкого уровня компенсации ввиду отработки нагнетательных скважин на нефть.

На рисунке 2.6 представлена принципиальная схема процесса разработки залежи.

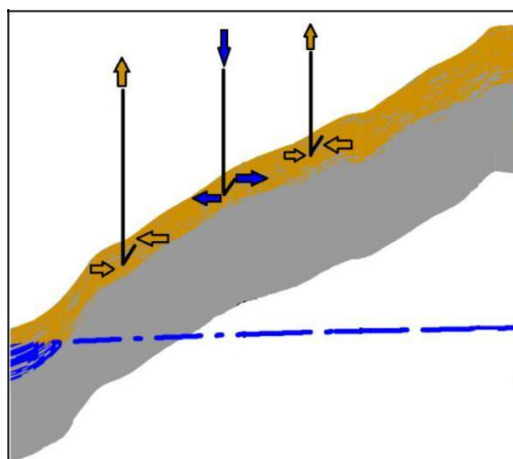


Рисунок 2.6 - Принципиальная схема разработки объекта Нх-I

Одним из негативных эффектов при данном типе разработки является прорыв воды от нагнетательных скважин, следовательно, необходимо контролировать давления и профили закачки во избежание образования неравномерного фронта вытеснения и преждевременного роста обводненности.

Так как начальное пластовое давление близко к давлению насыщения, а схема разработки предполагает снижение пластового давления до момента завершения формирования системы ППД, то в пласте будет происходить

процесс разгазирования нефти и миграции высвободившегося газа в купольную зону пласта. С учетом крайне малого объема газовой шапки можно считать весь добываемый попутный газ – газом разгазирования.

2.4 Анализ текущего состояния разработки продуктивного пласта Нх-III-IV

По состоянию на 01.01.2015 г. на объект пробурено 136 скважин, в т.ч. добывающих 82, нагнетательных 54.

В добывающем фонде находится 102 скважины, из них 90 действующих, 0 бездействующая, наблюдательных 11.

В нагнетательном фонде 55 скважин, из них 34 действующих, 1 наблюдательная, 20 в отработке на нефть.

Проектный фонд реализован на 93%.

По состоянию на 01.01.2015 г. накопленная добыча нефти составляет 24301 тыс.т, жидкости – 31144 тыс.т, конденсата – 1 187 тыс.т, газа газовой шапки - 6 640 млн.м³.

Текущий отбор нефти от НИЗ – 18,1% при текущей обводненности – 36,5 %, текущий отбор газа газовой шапки от НГЗ – 12,6 %, текущий отбор конденсата от НИЗ – 17,5%.

Накопленная закачка воды по состоянию на 01.01.2015г. составила 19 404 тыс.м³, газа – 1 895 млн. м³, накопленная компенсация отборов составила 32 %.

Текущее пластовое давление на уровне 21 МПа при начальном пластовом давлении 26,3 МПа и давлении насыщения – 26,3 МПа.

За 2014 г. добыча нефти составила 5 741 тыс.т, жидкости – 9042 тыс.т, газа газовой шапки – 2 762 млн.м³, конденсата 490 тыс.т.

Среднегодовой дебит нефти – 185 т/сут, жидкости – 299,4 т/сут.

Схема размещения скважин – однорядная сетка горизонтальных скважин с расстоянием между рядами и скважинами 1000м в южной подгазовой зоне пласта; блочно-квадратная сетка горизонтальных скважин со стороной квадрата 2000 м, длина горизонтального участка добывающих скважин 1000 м по северной части залежи.

Геологические особенности, влияющие на процесс разработки

Пласт характеризуется прибрежно-морской обстановкой осадконакопления, песчаные тела латерально протяженные, хорошо выдержанные и однородные.

В интервале пласта можно выделить 3 основных пропластка сильно отличающихся по ФЕС:

- Нх-III – верхний интервал пласта, крайне низкая проницаемость (2мД)
- Суперколлектор (СК) – очень высокая проницаемость (более 400 мД), центральный интервал пласта, за счет высокой проницаемости данный пропласток вносит наибольший вклад в текущую добычу нефти с объекта.
- Нх-IV – нижний интервал пласта, сравнительно невысокая проницаемость (25 мД), на севере залежи полностью водонасыщен. Запасы нефти в данно пропласте находятся в южной и центральной подгазовой зоне пласта.

Разрезы по проницаемости для разных участков пласта представлены на рисунке 2.7.

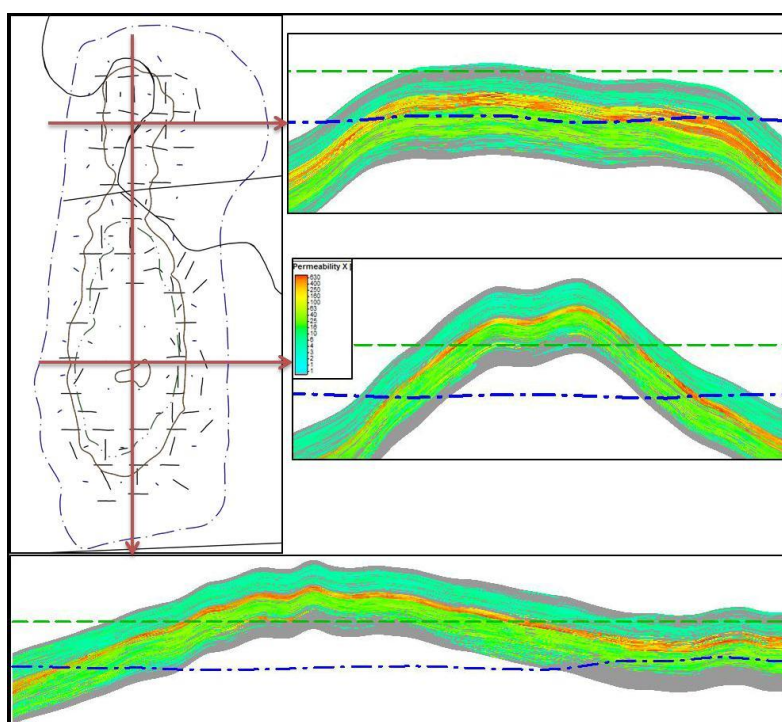


Рисунок 2.7 - Разрез по проницаемости – особенности геологического строения пласта Нх-III-IV

Режим и схема разработки

На объекте действует комбинированный режим разработки включающий в себя:

- Газонапорный режим (расширение ГШ) – оказывает значительное влияние на процесс разработки, один из основных источников пластовой энергии;
- Упругий водонапорный режим – оказывает слабую поддержку пластового давления по краям залежи;
- Жесткий водонапорный режим – режим разработки вносящий значительный вклад в процесс разработки, на данный момент система

ППД сформирована не до конца, ожидается перевод из отработки в нагнетание скважин внутриконтурного заводнения;

- Режим растворенного газа – по причине снижения пластового давления ниже давления насыщения также составляет значительную часть пластовой энергии.

На рисунке 2.8 представлена принципиальная схема процесса разработки залежи

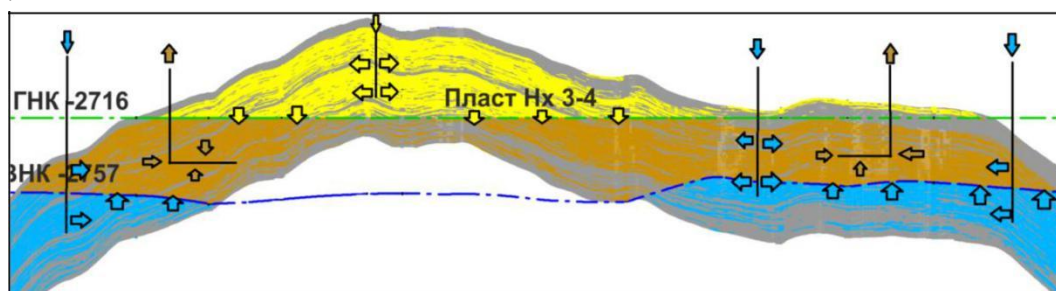


Рисунок 2.8 - Принципиальная схема разработки объекта Нх-III-IV

Одним из негативных эффектов при данном типе разработки является опережающее снижение давления в газовой шапке за счет прорывов газа в добывающие скважины (давление в ГШ оказывается ниже, чем в нефтенасыщенной зоне) и последующая фильтрация подвижной нефти в газонасыщенную зону, что ведет к потере извлекаемых запасов. Также, учитывая наличие суперколлектора, вероятны быстрые прорывы краевой воды и газа в добывающие скважины вскрывающие СК.

Так как начальное пластовое давление эквивалентно давлению насыщения, а схема разработки предполагает снижение пластового давления до момента завершения формирования системы ППД, то в пласте будет происходить процесс разгазирования нефти и миграции высвободившегося газа в ГШ. Однако на севере залежи возможно образование техногенной ГШ в процессе снижения пластового давления в силу особенностей структуры пласта.

Прямая оценка количества газа разгазирования попавшего в ГШ или добытого в скважинах невозможна. В качестве промежуточного решения, для поскважинного расчета объемов добываемого растворенного газа и газа газовой шапки используется обратный пересчет путем вычета из общего газового фактора значения начального газосодержания

Для минимизации потерь подвижной нефти необходимо контролировать уровень давления в газовой шапке и отслеживать положение ГНК в наблюдательных и вводимых из бурения скважинах. В случае значительной разницы давления между ГШ и нефтенасыщенной зоной и перемещением ГНК вверх, необходимо рассмотреть вариант увеличения объемов закачки рабочего агента в ГШ либо применение барьерного заводнения.

На данный момент прямые замеры давления в ГШ возможны в области газонагнетательных скважин, по результатам проведенных замеров наблюдается рост давления в газовой шапке (на 01.06.2014 по сравнению с моментом начала закачки газа) с 215 до 225 атм.

2.5 Анализ текущего состояния разработки продуктивного пласта Сд-IX (нефтяной)

Объект введен в разработку в 2013 г.

По состоянию на 01.01.2015 г. на объект пробурены 2 добывающие скважины.

По состоянию на 01.01.2015 г. по объекту накопленная добыча нефти составляет 19,2 тыс.т, жидкости – 36,6 тыс.т.

Текущий отбор нефти от НИЗ – 0,8 % при текущей обводненности 48,8%.

За 2014 г. добыча нефти составила 10,9 тыс.т, жидкости – 21,3 тыс.т.

Среднегодовой дебит нефти – 16 т/сут, жидкости – 30,3 т/сут .

Объект Дл-I-III

В газовом фонде 22 скважины, из них 21 действующая, 1 наблюдательная.

По состоянию на 01.01.2015 г. из газового объекта Дл-I-III добыто 2 410 млн. м³. свободного газа, обор от НГЗ – 4,5 %. Текущее пластовое давление – 9,1 МПа при начальном пластовом давлении 9,6 МПа.

За 2014 г. из объекта добыли 768 млн. м³ свободного газа при среднесуточном дебите свободного газа 109,4 тыс. м³/сут.

Данный объект используется в качестве регулятора поставок газа в Единую систему газоснабжения России ОАО «Газпром». Годовые отборы свободного газа определяются в зависимости от добычи растворенного газа нефтяных объектов разработки Як-III-VII, Нх-I, Сд-IX и Нх-III-IV, технологическими потребностями объектов подготовки и энергетики, закачки газа в пласт Нх-III-IV.

Динамика основных показателей разработки по месторождению в целом и по объектам отдельно представлена на Рисунках 2.9 – 2.14 (Приложение Б).

На Ванкорском месторождении по состоянию на 01.01.15 ведётся добыча нефти на четырёх объектах разработки: Як-III-VII, Сд-IX, Нх-I и Нх-III-IV. Основным способом эксплуатации скважин пласта Як-III-VII, Нх-I и Нх-III-IV является ЭЦН (99%, 98% и 76% от действующего фонда объекта соответственно). Доля фонтанирующих скважин по пласту Нх-III-IV снизилась с 77% с конца 2012 года до 24% на начало 2015 года.

3 Методы увеличения нефтеотдачи Ванкорского месторождения

3.1 Методы увеличения нефтеотдачи Ванкорского месторождения

Методы увеличения нефтеотдачи пластов (МУН) – методы, направленные на увеличение степени извлечения углеводородов из залежи после завершения стадии добычи первичными методами.

Классификация МУН:

- Физико-химические методы (заводнение с применением поверхностно-активных веществ, полимерное заводнение, мицеллярное заводнение и т.п.);
- Газовые методы (закачка углеводородных газов, жидких растворителей, углекислого газа, азота, дымовых газов);
- Тепловые методы (вытеснение нефти теплоносителями, воздействие с помощью внутрипластовых экзотермических окислительных реакций);
- Микробиологические методы (введение в пласт бактериальной продукции или ее образование непосредственно в нефтяном пласте).

Под термином «современные МУН» понимаются технологии, связанные с тепловым, газовым, химическим, микробиологическим воздействием на пласты.

Масштабы применения современных МУН в мире непрерывно увеличиваются.

До сих пор предпочтение отдается тепловым и газовым методам, доля дополнительной добычи за счет применения которых превышает 95%.

Активизация применения третичных методов является актуальнейшей проблемой для будущего нефтяной отрасли России.

На нескольких месторождениях Татарстана и Западной Сибири начали использовать водогазовые методы воздействия, тепловые методы применяются в Коми на Усинском, Ярегском месторождениях, физико-химические методы в Башкирии, Татарстане, проектируются опытные работы по термогазовому воздействию на пласты баженовской свиты в Западной Сибири. Это, наряду с другими факторами, положительно повлияло на динамику изменения среднего коэффициента нефтеотдачи в стране за последние годы. После многолетнего снижения до 2000 года, когда средний проектный КИН опустился до 0,30, величина этого показателя начала увеличиваться и сейчас в соответствии с балансом запасов составляет около 0,38, что находится на уровне других развитых нефтедобывающих стран.

В международной практике роль воспроизводства сырьевой базы нефтедобычи за счет внедрения современных методов увеличения нефтеотдачи на базе инновационных техники и технологий быстро растет и становится все более приоритетной.

Инновационному развитию нефтедобычи в таких странах как США, Канада, Норвегия, Китай, Индонезия и др. способствует создание специальных государственных программ промысловых испытаний и освоения современных

методов увеличения нефтеотдачи (МУН), а также экономические условия, побуждающие недропользователей активно участвовать в реализации этих программ.

К настоящему времени, благодаря такому инновационному развитию нефтедобычи, мировые доказанные извлекаемые запасы увеличились в 1,4 раза, т.е. на 65 млрд. т, а проектная нефтеотдача - до 50%, что в 1,6 раза больше, чем в России.

Одним из наиболее перспективных третичных методов является термогазовый метод увеличения нефтеотдачи.

За период 2004-2006 гг. добыча нефти в США за счет применения термогазового метода увеличилась в 4,34 раза, благодаря успешной реализации такой программы в США уже более 15 лет удается за счет постоянного роста нефтеотдачи поддерживать практически постоянный объем доказанных извлекаемых запасов нефти на уровне примерно 3-4 млрд. тонн, что обеспечивает стабильно высокий уровень добычи нефти.

В последние годы в ряде российских нефтяных компаний ведется работа по обоснованию и подготовке промысловых испытаний термогазового МУН в различных геолого-промысловых условиях, в том числе:

ОАО «Сургутнефтегаз» (Ай-Пимское и Маслиховское месторождения Баженовской свиты);

ОАО «РИТЭК» (Галяновское и Средне-Назымское месторождения Баженовской свиты);

ОАО «Газпром нефть» (Приобское месторождение); ОАО «Зарубежнефть» (залежи Центрально-Хоравейского поднятия с карбонатными и низкопроницаемыми коллекторами в Ненецком автономном округе и Висовое месторождение в ХМАО).

Термогазовый метод повышения нефтеотдачи (ТГВ) был впервые предложен в 1971 г. во ВНИИнефть. Метод основан на закачке воздуха в пласт его трансформации в эффективные вытесняющие агенты за счет низкотемпературных внутрипластовых окислительных процессов.

В результате низкотемпературных окислительных реакций непосредственно в пласте вырабатывается высокоэффективный газовый агент, содержащий азот, углекислый газ и ШФЛУ. Высокая эффективность достигается за счет реализации полного или частичного смешивающегося вытеснения.

Преимущества метода - использование недорогого агента, значительное увеличение нефтеотдачи пласта (по фактическим проектам зафиксировано увеличение нефтеотдачи до 60% и более):

Закачка воздуха и его трансформация в эффективные вытесняющие агенты (углекислый газ, легкие углеводороды) за счет внутрипластовых окислительных и термодинамических процессов;

Использование природной энергии пласта - повышенной пластовой температуры (свыше 60-70°C) для самопроизвольного инициирования внутрипластовых окислительных процессов и формирования высокоэффективного вытесняющего агента; Активные самопроизвольные

окислительные процессы могут идти при более низких температурах, так как реальные пласты содержат катализаторы (CuO, MnO₂, Cr₂O₃, NiO, CoO и др.);

Быстрое инициирование активных внутрипластовых окислительных процессов является одним из важнейших следствий использования энергетики пласта, интенсивность окислительных реакций довольно быстро возрастает с увеличением температуры и давления.

В течение 2007-2011гг. рядом научных коллективов РТ производились экспериментальные стендовые исследования и опытные работы на экспериментальной скважине для обоснования и внедрения методов увеличения нефтеотдачи (МУН) за счет активации природных нанокатализаторов содержащихся в пластовых водах нефтяных месторождений, в проточных химических реакторах (ПХР).

В процессе исследований были разработаны научные основы процессов происходящих в ПХР, технические и технологические параметры проточных химических реакторов, условия применения их на скважинах.

На первом месте среди физико-химических способов воздействия находится полимерное заводнение. Главным назначением полимеров в процессе увеличения нефтеотдачи пластов является повышение охвата при заводнении и выравнивание неоднородности пластов.

Существуют такие технологии, в которых используются полимеры:

- комплексное воздействие полимерными гелеобразующими системами совместно с интенсифицирующими реагентами (щёлочи, кислоты, ПАВы) используется на позднем этапе разработки;
- полимерное заводнение или закачка оторочки на находящихся на начальном этапе разработки неоднородных по проницаемости объектах с высоковязкой нефтью;
- циклическое полимерное заводнение с применением раствора сшитого полиакриламида с содержанием неионогенного ПАВ;
- воздействие вязкоупругими составами (ВУС) для того, чтобы выровнять профиль приемистости и интенсификации добычи нефти;
- циклическое воздействие на пласт полимерсодержащими поверхностно-активными системами;
- полимерное воздействие во время закачки в пласт углекислоты; · щёлочно-полимерное заводнение.

Особенно эффективным метод ВУС является для тех пластов, которые характеризуются слабой гидродинамической связью и резкой неоднородностью. Этот способ выравнивает проницаемость, помогая таким образом увеличить охват пласта полимерным воздействием и уменьшить скорость обводнения выкачиваемой нефти.

К модифицированным технологиям причисляется воздействие на обводнённые продуктивные пласты полимер-дисперсной системой (ПДС) на основе ПАВ суспензий глин. Их использование заключается во внутрипластовом образовании вязкоупругих дисперсных систем между

водонефтенасыщенной породой и химическими реагентами. Это даёт возможность увеличить нефтеотдачу во время позднего этапа разработки, в то время, когда малоэффективными являются традиционные методы.

Одним из достаточно эффективных способов физико-химического воздействия на пласт служит щелочное заводнение. Этот способ базируется на понижении поверхностного натяжения на границе раствора щёлочи и нефти. При этом появляются стойкие водонефтяные эмульсии достаточно высокой вязкости, способные выравнивать подвижность вытесняющего и вытесняемого агентов. Щелочное заводнение является эффективным для нефти большой вязкости и неоднородных пластов.

Чтобы доотмыть остаточную нефть используют способ закачки большеобъёмных оторочек поверхностно-активными веществами (ПАВ).

Во время завершающего этапа разработки важное значение имеет ограничение притоков закачиваемой и пластовой воды. Для этого используют разнообразные способы ремонтно-изоляционных работ, позволяющих не только уменьшить обводнённость продукции, но ещё и увеличить охват пласта процессом разработки запасов. Чаще всего используется ликвидация заколонной циркуляции или изоляция цементом обводнённых пропластков. Если по отдельным высокопроницаемым пропласткам, которые практически не отделены глинистыми перемычками от необводнённых интервалов, происходит прорыв воды, то применяется способ селективной (избирательной) изоляции. Различными вариациями этого способа являются:

- закачка полимерно- и волокнисто-наполненных дисперсных систем (ПНДС и ВДС), силиката натрия (жидкое стекло);
- использование кремнийорганических соединений (Акор, продукт 119-204).

Наиболее приоритетными методами увеличения нефтеотдачи пластов, более всего подготовленными технически и технологически, являются тепловые, когда вводится тепло в продуктивный пласт.

Тепловые МУН – это методы интенсификации притока нефти и повышения продуктивности эксплуатационных скважин, основанные на искусственном увеличении температуры в их стволе и призабойной зоне. Применяются тепловые МУН в основном при добыче высоковязких парафинистых и смолистых нефтей. Прогрев приводит к разжижению нефти, расплавлению парафина и смолистых веществ, осевших в процессе эксплуатации скважин на стенках, подъемных трубах и в призабойной зоне.

Паротепловое воздействие на пласт. Вытеснение нефти паром – метод увеличения нефтеотдачи пластов, наиболее распространенный при вытеснении высоковязких нефтей. В этом процессе пар нагнетают с поверхности в пласты с низкой температурой и высокой вязкостью нефти через специальные паронагнетательные скважины, расположенные внутри контура нефтеносности. Пар, обладающий большой теплоемкостью, вносит в пласт значительное количество тепловой энергии, которая расходуется на нагрев пласта и снижение относительной проницаемости, вязкости и расширение всех насыщающих пласт агентов – нефти, воды, газа.

Газовые МУН Закачка воздуха в пласт. Метод основан на закачке воздуха в пласт и его трансформации в эффективные вытесняющие агенты за счет низкотемпературных внутрипластовых окислительных процессов. В результате низкотемпературного окисления непосредственно в пласте вырабатывается высокоэффективный газовый агент, содержащий азот углекислый газ и ШФЛУ (широкие фракции легких углеводородов).

К преимуществам метода можно отнести:

- использование недорогого агента – воздуха;
- использование природной энергии пласта – повышенной пластовой температуры (свыше 60–70°C) для самопроизвольного инициирования внутрипластовых окислительных процессов и формирования высокоэффективного вытесняющего агента.

Быстрое инициирование активных внутрипластовых окислительных процессов является одним из важнейших следствий использования энергии пласта для организации закачки воздуха на месторождениях легкой нефти. Интенсивность окислительных реакций довольно быстро возрастает с увеличением температуры.

Химические МУН Химические МУН применяются для дополнительного извлечения нефти из сильно истощенных, заводненных нефтеносных пластов с рассеянной, нерегулярной нефтенасыщенностью.

Объектами применения являются залежи с низкой вязкостью нефти (не более 10 мПа*с), низкой соленостью воды, продуктивные пласты представлены карбонатными коллекторами с низкой проницаемостью.

Вытеснение нефти водными растворами ПАВ. Заводнение водными растворами поверхностно-активных веществ (ПАВ) направлено на снижение поверхностного натяжения на границе «нефть – вода», увеличение подвижности нефти и улучшение вытеснения ее водой. За счет улучшения смачиваемости породы водой она впитывается в поры, занятые нефтью, равномернее движется по пласту и лучше вытесняет нефть.

Вытеснение нефти растворами полимеров. Полимерное заводнение заключается в том, что в воде растворяется высокомолекулярный химический реагент – полимер (полиакриламид), обладающий способностью даже при малых концентрациях существенно повышать вязкость воды, снижать ее подвижность и за счет этого повышать охват пластов заводнением.

Вытеснение нефти щелочными растворами. Метод щелочного заводнения нефтяных пластов основан на взаимодействии щелочей с пластовыми нефтью и породой. При контакте щелочи с нефтью происходит ее взаимодействие с органическими кислотами, в результате чего образуются поверхностно-активные вещества, снижающие межфазное натяжение на границе раздела фаз «нефть – раствор щелочи» и увеличивающие смачиваемость породы водой. Применение растворов щелочей – один из самых эффективных способов уменьшения контактного угла смачивания породы водой, то есть гидрофилизации пористой среды, что приводит к повышению коэффициента вытеснения нефти водой.

Вытеснение нефти композициями химических реагентов (в том числе мицеллярные растворы). Мицеллярные растворы представляют собой прозрачные и полупрозрачные жидкости. Они в основном однородные и устойчивые к фазовому разделению, в то время как эмульсии нефти в воде или воды в нефти не являются прозрачными, разнородны по строению глобул и обладают фазовой неустойчивостью.

Механизм вытеснения нефти мицеллярными растворами определяется их физико-химическими свойствами. В силу того что межфазное натяжение между раствором и пластовыми жидкостями (нефтью и водой) очень низкое, раствор, устраняя действие капиллярных сил, вытесняет нефть и воду. При рассеянной остаточной нефтенасыщенности заводненной пористой среды перед фронтом вытеснения мицеллярным раствором разрозненные глобулы нефти сливаются в непрерывную фазу, накапливается вал нефти – зона повышенной нефтенасыщенности, а за ней – зона повышенной водонасыщенности.

Микробиологическое воздействие – это технологии, основанные на биологических процессах, в которых используются микробные объекты. В течение процесса закачанные в пласт микроорганизмы метаболизируют углеводороды нефти и выделяют полезные продукты жизнедеятельности:

- спирты, растворители и слабые кислоты, которые приводят к уменьшению вязкости, понижению температуры текучести нефти, а также удаляют парафины и включения тяжелой нефти из пористых пород, увеличивая проницаемость последних;
- биополимеры, которые, растворяясь в воде, повышают ее плотность, облегчают извлечение нефти при использовании технологии заводнения;
- биологические поверхностно-активные вещества, которые делают поверхность нефти более скользкой, уменьшая трение о породы;
- газы, которые увеличивают давление внутри пласта и помогают подвигать нефть к стволу скважины.

3.2 Анализ эффективности применения методов интенсификации притока нефти, изоляции водопритока

Поскольку в разработку Ванкорское месторождение было введено совсем недавно, работ по воздействию на пласт и ПЗС было проведено очень мало. Из вторичных способов разработки используется метод поддержания пластового давления путем закачки воды и газа. Третичные способы разработки (МУН) на месторождении не реализовывались. Для интенсификации притока нефти к добывающим скважинам использовалась солянокислотная обработка.

Кислотные обработки

Кислотные обработки относятся к физико-химическим методам интенсификации притока и приемистости [1].

В августе 2010 г. компания Трайкан Велл Сервис провела первую и на момент анализа единственную кислотную обработку на скважине 456

Ванкорского месторождения. Предварительно был разработан кислотный пакет Платинум на основе проб жидкости и пластового образования, доставленных компанией «Ванкорнефть». Интервал кислотной обработки охватил 3 секции горизонтального участка скважины: с 2920 м до 3000 м, с 3050 м до 3150 м и с 3205 м до 3250 м. Промывка скважины кислотным раствором была ориентирована на весь интервал с 3250 м до 2920 м. Для промывки скважины в целом было использовано 10 м³ 12% соляной кислоты. Для самой кислотной обработки использовалось 37 м³ 12% соляной кислоты. В качестве присадок использовались следующие материалы: ASA-60, AI – 3, MS – 1, IC – 7. Скважина осваивалась азотом. Кислотная обработка была спроектирована исключительно для устранения повреждения на основе формирований остаточного кальция. Данная работа не была направлена на какой-либо другой механизм повреждения.

Скважина была введена в эксплуатацию в августе 2009 году со стартовым дебитом нефти 152 т/сут, обводненностью 12% и забойным давлением 100 атм. В последний месяц до обработки скважина эксплуатировалась со следующими средними параметрами: дебит нефти 42 т/сут, дебит жидкости 48 т/сут, обводненностью 13,5%, забойное давление 66 атм. После обработки скважины была пущена в работу в середине сентября. После выхода на установившийся режим рабочие параметры скважины составили: дебит нефти 54 т/сут, дебит жидкости 63 т/сут, обводненность 14,4%, забойное давление 51 атм. Обращает на себя внимание значительное увеличение обводненности в первые недели после обработки (на 8%), затем обводненность упала. Таким образом, после обработки забойное давление было снижено на 15 атм, обводненность увеличилась на 1%, коэффициент продуктивности возрос на 20%.

На 01.01.2013 г. дополнительная добыча нефти за счет СКО составила 0,5 тыс.т, эффект от воздействия продолжается. Учитывая, что солянокислотная обработка проводилась исключительно с целью устранения повреждения ПЗС формированиями остаточного кальция, данную обработку на этой скважине можно оценить как успешную, но эффективность невысокая.

В декабре 2012 г. ООО «КРС Евразия» была проведена соляно-кислотная обработка нагнетательной скважины №213 на объекте Нх 3-4. Наряду с кислотной обработкой были проведены повторные перфорации следующих интервалов: 3496 - 3526 м., 3471 – 3493 м., дострелы в интервалах 3493 – 3496 и 3526 – 3546 м.

По результатам замеров приемистость скважины выросла с 29 м³/сут. до 150 м³/сут. Средняя приемистость на 01.01.2013 г. составляет около 140 м³/сут при буферном давлении 165 атм. Данную обработку скважины и дополнительную перфорацию можно оценить как успешное геолого-технологическое мероприятие.

Гидроразрыв пласта

Для пилотного проекта по гидроразрыву пласта (ГРП) на Ванкорском месторождении были отобраны четыре скважины пласта Нх-1: №723 и №735

введенные как новые с ГРП, а также №724 и №728 с ГРП на эксплуатационном фонде.

По результатам исследований направлений максимального и минимального стрессов был сделан вывод, что все скважины пласта Нх-1 направлены перпендикулярно направлению распространения максимальных напряжений, следовательно все трещины должны быть поперечными.

Для скважин переходящего фонда было принято решение произвести перфорацию сетчатого фильтра перфораторами ЗПКО-73 БО плотностью 38 отверстий на метр с последующим ГРП в отстрелянном интервале.

На новых скважинах проводился ГРП первого интервала на перфорированном интервале с последующей отсыпкой интервала проппантом. На следующем этапе проводилась перфорация второго интервала при помощи ГНКТ 51 мм. перфораторами с малогабаритными зарядами DynaWell. Аналогичные работы проводились при подготовке ГРП на третьем интервале.

Параметры работы скважин и эффективность ГРП приведены в таблицах ниже:

Таблица 3.1 - Параметры работы скважин после ГРП на переходящем фонде (одностадийные ГРП)

Скважина	Куст	Параметры до ГРП			Расчетные параметры				Дата запуска	Запускные параметры			
		Qжид	Qнефти	Обв	Qжид	Qнефти	Обв	ΔQнефти		Qжид	Qнефти	Обв	ΔQнефти
		м3/сут	т/сут	%	м3/сут	т/сут	%	т/сут		м3/сут	т/сут	%	т/сут
724	7	31	24	7	92	61	20	36,8	10.06.2011	94	60	22	36,6
728	12	54	44	0	111	91	0	47	31.03.2011	111	91	0	47

На 01.01.2013г. параметры работы скважин следующие:

- Скважина №724 работает с дебитом нефти – 33 т/сут, дебит жидкости – 54.5 м3/сут. и обводненностью 39 %;
- Скважина №728 работает с дебитом нефти 10 т/сут с обводненностью 1 %.

Таблица 3.2 - Параметры работы новых скважин с многостадийным ГРП

Скважина	Куст	Расчетные параметры			Дата запуска	Запускные параметры			
		Qжид	Qнефти	Обв		Qжид	Qнефти	Обв	% достижения
		м3/сут	т/сут	%		м3/сут	т/сут	%	
723	7	104	81	5	13.05.2011	124	82	20	100,4
735	12	86	71	0	30.05.2011	172	75	47	106

На 01.01.2013г. параметры работы скважин следующие:

- Скважина № 723 работает с дебитом нефти 39 т/сут., дебитом жидкости 69 м3/сут. и обводненностью 44 %;
- Скважина №735 работает с дебитом нефти 36 т/сут., дебитом жидкости 92 м3/сут. и обводненностью 61 %.

Исходя из результатов многостадийного ГРП были выделены основные проблемы при проведении данного ГТМ:

1. Конструкция и заканчивание скважин:

- Низкое качество заколонного цементирования горизонтальных участков;
- Риски возникновения неконтролируемых утечек через подвеску хвостовика;
- Отсутствие контроля утечек через заколонные пакера при нецементируемом заканчивании;
- Ограничение размера перфоратора проходным диаметром пакера ГРП.

2. Технология проведения

- Высокие потери давления на трение в призабойной зоне;
- Несовершенство сборки многосекционных систем перфораторов;
- Ограничение максимального размера проппанта перфорационными отверстиями.

.

3. Длительность работ

- Среднее затраченное время на проведение многостадийного ГРП (3 операции) составило 29 суток;
- Затраты времени на несовершенство технологии, увеличение длительности работ из-за проведения дополнительных операций при перфорации.

‘

4. Проблемы освоения скважин

- Значительное поглощение при промывке горизонтальных участков вплоть до потери циркуляции;
- Недохождение до забоя и высокий риск прихвата ГНКТ.

Исходя из результатов проведения пилотного проекта многостадийного гидроразрыва пласта Нх-1 на Ванкорском месторождении, можно сделать следующие выводы. Во-первых, использование новых перфорационных систем нуждается в увеличении надежности в местах соединения двух секций перфораторов. Во-вторых, для уменьшения времени работ, возможных рисков утечек необходимо изменение конструкции заканчивания горизонтального на систему аналогичную StageFrac.

По результатам работы скважины №728 можно сделать вывод о низкой эффективности одностадийного ГРП, эффект от которого продлился в течение двух месяцев. Снижение эффекта возможно связано с прекращением дренирования приобщенных маломощных низкопроницаемых пропластков, в результате чего скважина вернулась к первоначальному режиму работы до проведения ГРП.

Увеличение обводненности происходит за счет приобщения нижних алевролитистых пропластков. В связи с чем, необходимо проводить постоянный контроль обводненности и анализировать работу скважин в течение следующих за ГРП двух-трех месяцев.

3.3 Выбор методов увеличения нефтеотдачи в условиях разработки Ванкорского нефтегазового месторождения

Анализ эффективности применения методов воздействия на залежи месторождений России и зарубежья, а также проведенный комплекс лабораторных исследований по испытанию различных композиций реагентов позволили выделить критерии применимости методов воздействия для геолого-физических параметров продуктивных пластов. Кроме того, при определении критериев применимости использованы данные, опубликованные в научно-технической литературе. Результаты проведенных работ по применению методов воздействия на залежи показали, что их технологическая эффективность в основном определяется особенностями геолого-физического строения продуктивных горизонтов и состоянием их разработки.

Основными объектами разработки на Ванкорском месторождении являются газонефтяная залежь Як-III-VII, нефтегазоконденсатная залежь Нх-III-IV и нефтяная залежь Нх-I. Основными особенностями данных объектов, определяющими выбор метода воздействия, являются:

- высокая неоднородность коллекторов;
- низкие коэффициенты начальной нефтенасыщенности пластов;
- высокая газонасыщенность пластовой нефти;
- наличие газовых шапок и подошвенной воды;
- высокая глинистость пластов;
- повышенная вязкость нефти залежи Як-III-VII;
- низкие значения эффективных нефтенасыщенных толщин и проницаемости (Нх-I);
- наличие «суперколлектора» (Нх-III-IV);
- применение закачки воды и газа для ППД.

Для условий залежей Ванкорского месторождения рассмотрена возможность применения следующих методов воздействия: гидродинамических (заводнение); физико-химических (закачка водных растворов ПАВ, полимера, щелочи); газовых (закачка углеводородного газа, диоксида углерода, водогазовое воздействие); тепловых (закачка пара, горячей воды); микробиологических (активизация пластовой микрофлоры, меласное заводнение) с учетом реальной возможности обеспечения их необходимыми химическими реагентами и оборудованием на разрабатываемом месторождении.

В Приложении В приведены геолого-физические характеристики Ванкорского месторождения и критерии применимости методов воздействия,

по которым путем их сопоставления сделано заключение о применимости того или иного метода.

Заводнение – самый распространенный метод воздействия. В качестве рабочего агента используется вода в силу своей вытесняющей способности, широкой доступности и дешевизны. Достоинства и недостатки данного метода достаточно подробно освещены в литературе.

Промысловый опыт внедрения заводнения на нефтяных месторождениях показывает, что наиболее эффективное вытеснение нефти достигается при использовании минерализованной воды, химический состав которой максимально соответствует составу пластовой воды. В этом случае обеспечивается сохранение коллекторских свойств пласта, отсутствуют негативные явления (кольматация призабойной зоны нагнетательных скважин, отложение солей и набухание глин) и происходит наиболее эффективное вытеснение нефти.

На Ванкорском месторождении в настоящее время система ППД путем закачки воды находится в заключительной стадии. Единственным технологическим фактором, ограничивающим применение заводнения, является высокая глинистость коллекторов. Поэтому для закачки в пласты рекомендуется использовать подтоварную воду и воду долганской свиты, как наиболее близкую по составу и свойствам к пластовой воде. Применение заводнения в низкопроницаемом глиносодержащем пласте Нх-І имеет только технические проблемы – низкие приемистости нагнетательных скважин и высокие давления нагнетания. Данные проблемы решаются бурением горизонтальных нагнетательных скважин и обработками призабойных зон этих скважин.

Физико-химические методы воздействия Нагнетание водных растворов ПАВ.

Сущность метода заводнения с применением дозированной закачки больших объемов растворов ПАВ низкой концентрации (0.05-0.1 %) заключается в повышении вытесняющих свойств закачиваемой воды за счет снижения межфазного натяжения между водой и нефтью. Исследования, проведенные институтами БашНИПИнефть, ТатНИПИнефть и СибНИИНП по доотмыву остаточной нефти из заводненных пластов, показали, что применение водных растворов ПАВ при данных концентрациях способствует увеличению коэффициента вытеснения нефти на 2-3 %, снижению поверхностного натяжения между водой и нефтью от 35-45 до 7-7.8 мН/м, снижению набухаемости глин в 1.1-2 раза, повышению работающей толщины пласта на 10-42 %, повышению фазовой проницаемости нефти на 40-80 %, уменьшению солеобразования в пласте при несовместимости вод [5].

Однако удовлетворительных результатов на испытаниях не было достигнуто из-за высокой адсорбции и низких потенциальных возможностей малоцентрированных растворов ПАВ.

Нагнетание водного раствора полимера

Полимерное заводнение применяется на нефтесодержащих пластах со сравнительно высокими вязкостью нефти и соотношением коэффициентов подвижности нефти и воды и умеренной неоднородностью. Метод полимерного заводнения не используется для разработки залежей нефти с газовыми шапками, трещинным коллектором, высокой проницаемостью и активным напором подошвенных вод.

В пластах с глинистостью более 5-10% при нагнетании водных растворов полимера в присутствии глины может происходить взаимная коагуляция двух различных коллоидных систем. Кроме того, глинистые минералы за счет значительной площади поверхности горной породы вызывают значительные потери полимера. ПАА легко и сильно адсорбируется в присутствии глинистых минералов.

Несмотря на полимерное заводнение на залежах Ванкорского месторождения рекомендуется провести в рамках ОПИ.

Нагнетание водных растворов щелочи.

Основными механизмами вытеснения являются следующие:

- снижение межфазного натяжения;
- эмульгирование нефти (образование мелкодисперсной эмульсии);
- изменение смачиваемости пород.

Однако наряду с положительным действием щелочи на фильтрационные характеристики нефтенасыщенного пласта наблюдаются некоторые факторы, снижающие эффективность их действия за счет образования малорастворимых осадков (солей кальция и магния), что ведет к уменьшению проницаемости пористой среды, а также за счет интенсивного поглощения щелочей набухающими глинистыми минералами, входящими в состав цемента породы-коллектора. Закачиваемая щелочь может реагировать с некоторыми силикатами, растворяя их. Этот процесс, хотя и протекает медленно, но его результаты труднопредсказуемы. Щелочной раствор легче всего реагирует с глинистыми и кремнистыми образованиями, имеющими высокоразвитую поверхность. Потери щелочи возрастают с ростом содержания глин. Значительное влияние на нефтевытеснение при нагнетании щелочных растворов оказывает содержание глин выше 15-20%. В этом случае существенно возрастают потери щелочи из-за роста количества щелочи, реагирующей с глиной. При закачке в продуктивный пласт растворов щелочей (NaOH , NaCO_3) при смешении с жесткими пластовыми водами они могут образовывать осадки $\text{Ca}(\text{OH})_2$; $\text{Mg}(\text{OH})_2$; CaCO_3 ; MgCO_3 .

По жесткости пластовая вода Ванкорского месторождения относится к категории очень жестких. Учитывая высокие значения жесткости и глинистости для данной технологии, можно предположить, что при нагнетании щелочи в залежи Ванкорского месторождения будет происходить образование

малорастворимых осадков, нарушение структуры щелочного раствора, что вызовет уменьшение проницаемости и пористости и снижение вытесняющей способности раствора. Эти явления будут отрицательно сказываться на эффективности метода нагнетания водных растворов щелочи, поэтому применение этого метода нецелесообразно.

Газовые методы воздействия

Газовые методы воздействия широко применяются в мире и практически не используются в России. На успешность применения газовых методов в основном оказывают влияние глубина залегания (условие смесимости газовых агентов с пластовой нефтью), толщина и литология пласта.

Нагнетание двуокиси углерода.

Механизм вытеснения нефти CO_2 имеет свои особенности в зависимости от того, является процесс вытеснения смешивающимся или несмешивающимся. В случае несмешивающегося вытеснения коэффициент вытеснения нефти ниже, чем при смешивающемся вытеснении. Вследствие того, что в пласте имеет место трехфазная фильтрация, характеризующая повышенным фильтрационным сопротивлением, коэффициент охвата пласта воздействием выше при полном смешивании. Основная причина малой эффективности диоксида углерода как вытесняющего агента при несмешивающемся вытеснении – его малая вязкость (10-15 раз ниже вязкости воды), обуславливающая его быстрые прорывы по крупнопористым и высокопроницаемым слоям (зонам) в добывающие скважины, резкое снижение их дебитов нефти и охвата пластов вытеснением.

Главные проблемы при использовании метода CO_2 связаны с наличием источников получения CO_2 вблизи от расположения месторождения, с его транспортировкой, коррозионной активностью, а также с отделением CO_2 от нефти и его регенерацией для последующей закачки.

На ряду с положительным действие CO_2 при закачке его в пласт инициируется выпадение в осадок асфальто-смолистых веществ из нефти. Это осаждение снижает проницаемость пород и осложняет извлечение нефти из пласта.

Из-за значительного содержания в нефти Ванкорского месторождения асфальто-смолистых веществ и отсутствия источников CO_2 применение данного метода не рекомендуется.

Нагнетание углеводородного газа.

Технология закачки углеводородного газа предназначена для интенсификации разработки и увеличения нефтеотдачи низкопроницаемых пластов, насыщенных легкими и маловязкими нефтями.

Отмечая в пластах Як-III-VII повышенную вязкость нефти, содержание асфальто-смолистых веществ и невысокую пластовую температуру, можно

предположить, что минимальное давление смешиваемости сухого углеводородного газа и нефти залежи Як-III-VII составит около 30 МПа. Значит, вытеснение нефти углеводородным газом в пластах Як-III-VII будет несмешивающееся, так как среднее давление на забое нагнетательных скважин будет меньше минимального давления смешиваемости. Такой процесс вытеснения будет характеризоваться значительно меньшей эффективностью, чем смешивающееся вытеснение. Учитывая несмешивающееся вытеснение нефти углеводородным газом и повышенную вязкость нефти, способствующую быстрым прорывам газа к забоям добывающих скважин, данный метод воздействия не рекомендуется применять в условиях залежи Як-III-VII.

Из Приложения В видно, что для геолого-физических характеристик залежей Нх-I и Нх-III-IV Ванкорского месторождения соответствует технология закачки углеводородного газа по всем критериям применимости. На Нх-III-IV нагнетание углеводородного газа реализуется с ноября 2013 года. Надо заметить, что вытеснение нефти углеводородным газом в пластах нижнехетской свиты будет смешивающееся либо частично смешивающееся, так как для такой глубины давление нагнетания будет больше минимального давления смешиваемости, определенного лабораторными исследованиями (25,5 МПа). Такой процесс вытеснения будет характеризоваться высокой эффективностью.

Метод водогазового воздействия (ВГВ).

Как показали теоретические исследования и промысловая практика, совместная закачка газа и воды повышает общую эффективность вытеснения нефти по сравнению с отдельным применением только заводнения или закачки газа. Нагнетание воды и газа способствует повышению охвата неоднородных пластов заводнением вследствие снижения относительной проводимости высокопроницаемых пропластков, занятых водогазовой смесью. При оптимальном применении нефтеотдачу пластов можно увеличить на 7-15 % по сравнению с обычным заводнением [5]. Главное условие оптимальности процесса водогазового воздействия на пласт – обеспечить равномерное распределение нагнетаемого газа по заводняемому объему залежи, т.е. одновременный прорыв газа и воды в добывающие скважины. Это не всегда достижимо, поэтому эффективность может быть ниже указанной. Эффективность водогазового воздействия на пласт с увеличением неоднородности повышается. При этом содержание газа в закачиваемой смеси также должно уменьшаться. В сильно неоднородных пластах следует применять различные методы регулирования процесса: применение пен, полимеров, изолирование высокопроницаемых слоев.

Поскольку Ванкорское месторождение обладает значительными ресурсами газа, то рассматривается использование метода водогазового воздействия. Анализ мирового и отечественного опыта применения

водогазовых методов для увеличения нефтеотдачи свидетельствует об их высокой эффективности.

Технологии водогазового воздействия на пласты

Попеременное нагнетание воды и газа может быть осуществлено с помощью компрессорной и бескомпрессорной технологий водогазового воздействия.

Компрессорная технология – это наиболее распространенный способ ВГВ, но он имеет существенные недостатки. Во-первых, это проблемы экономического плана. Во-вторых, приемистость нагнетательной скважины для каждого рабочего агента после первого цикла резко снижается – для газа в 8-10 раз, а для воды в 4-5 раз вследствие снижения фазовой проницаемости призабойной зоны скважины [5]. В-третьих, нужно отметить, что компрессорная станция как сложная техническая система нуждается в частом ремонте отдельных элементов, прерывая этим постоянство цикла закачки газа. В-четвертых, компрессоры высокого давления имеют ограничения по составу перекачиваемого газа (содержание жирных фракций не более 5%) и позволяют перекачивать только сухой газ, что снижает прирост нефтеотдачи пластов при ВГВ. Цена компрессоров, позволяющих перекачивать жирный попутныйнефтяной газ, значительно возрастает. Со всеми этими проблемами столкнулись на Новогоднем месторождении. Дальнейшее расширение водогазового воздействия в этом регионе (г. Ноябрьск) в силу наличия этих трудностей не произошло.

Известна также бескомпрессорная технология с использованием газа из газовых пластов. Ограничения в применении этого способа следующие: во-первых, на месторождении нет высоконапорных газовых пластов, во-вторых, давления на устье газовых скважин (8,0-11,0 МПа) недостаточно для закачки газа в нагнетательные скважины. Газ придется “дожимать” с помощью каких-либо устройств.

Совместное нагнетание воды и газа за границей обычно представлено комбинированием газовой компрессорной линии и водной насосной, которые объединяются тройниковым соединением.

В нашей стране совместная закачка воды и газа представлена технологиями с использованием различных бустерных плунжерных насосов, струйных аппаратов и насосно-эжекторных систем.

Известны эжекторные технологии совместной закачки воды и газа (с применением струйных аппаратов, расположенных на поверхности или над забоем скважины). Струйные аппараты (эжекторные устройства) характеризуются простотой конструкции, низкими капитальными затратами на изготовление. К сожалению, создавая достаточно однородную водогазовую смесь, эжекторные технологии могут применяться лишь в ограниченном количестве случаев, так как струйный аппарат это не насос, а устройство, снижающее рабочее давление. Так, в случае, когда струйный аппарат располагается на поверхности, создаваемое им давление водогазовой смеси не

достаточно высокое для нагнетания смеси. При расположении струйного аппарата в стволе (или на забое) скважины невозможно регулировать его работу. Для замены проточных частей струйного аппарата его приходится поднимать на поверхность. Данная система была испытана на Советском и Вахском месторождениях Томской области в начале 1990-х г., но информации о проведенном опыте недостаточно.

Насосно-эжекторная технология водогазового воздействия, разработанная сотрудниками кафедры РиЭНМ РГУ нефти и газа имени И.М. Губкина под руководством профессора, д.т.н. А.Н. Дроздова, позволяет использовать преимущества как струйных аппаратов, так и центробежных насосов. В устройстве струйного аппарата отсутствуют какие-либо движущиеся детали, что положительно влияет на общую надежность системы. Центробежные насосы используются на большинстве месторождений нашей страны, их межремонтный период достаточно высок, персонал умеет с ними обращаться. Эта технология может применяться как на отдельных скважинах, кустах скважин, так и целом месторождении.

Эта технология предполагает получение с помощью насосно-эжекторной системы (НЭС) мелкодисперсной водогазовой смеси (МВГС) на поверхности с последующей закачкой этой смеси в пласт. Газ низкого давления дожимается до давлений, необходимых для закачки смеси в пласт (до 15,0-20,0 МПа). Таким образом, технология позволяет избежать необходимости создания высокого давления газа на приеме системы. Использование в системе поверхностно-активных веществ (ПАВ) позволяет не только снизить вредное влияние газа на работу дожимного насоса центробежного типа, но и позволяет создать стабильную мелкодисперсную водогазовую смесь, способную транспортироваться с поверхности в пласт, не разделяясь на составляющие.

Немаловажным замечанием является то, что при этой технологии нет ограничений по составу закачиваемого газа – можно закачивать углекислый газ, углеводородный сухой газ, обогащенный, жирный вплоть до ШФЛУ (широкая фракция легких углеводородов), что очень важно для увеличения нефтеотдачи.

Кроме того, средняя величина КПД насосно-эжекторной системы составляет 35-40%. В данной технологии это означает, что остальные 60-65% потребляемой мощности не теряются бесполезно, а идут на нагрев водогазовой смеси, что предотвращает выпадение гидратов, серьезно осложняющих процесс водогазового воздействия, и позволяет также в определенной степени поддерживать или повышать пластовую температуру в околоскважинной зоне.

Физико-химическая сущность использования водогазового воздействия с применением пенообразующих нефтеводорастворимых агентов в подгазовой зоне заключается в том, что в процессе закачки оторочки воды, содержащей пенообразующие нефтеводорастворимые агенты, ПНВРА переходит из воды в нефть и, при контактировании этой нефти с газом, вспенивает её. Вследствие этого в пласте под ГНК образуется оторочка вспененной нефти, воды и эмульсии нефти с водой. При этом ОФП нефти растет, а газа падает. В результате образуется пенный барьер, который позволяет эффективно

вытеснять нефть к добывающим скважинам, препятствовать формированию газовых конусов и прорывам газа в добывающие скважины, а также уменьшать обводненность добываемой продукции. После закачки оторочки воды с ПНВРА переходят на барьерное заводнение. Экспериментальные исследования показали, что эффективными ПНВРА являются СНПХ-4410, Рекод-501, АФ-9-12, КПАВ и сульфанол МР.

Из таблицы 3.3 (Приложение В) видно, что для геолого-физических характеристик продуктивных пластов Ванкорского месторождения по всем критериям применимости соответствует водогазовое воздействие. Учитывая преимущества и недостатки технологий ВГВ, указанных выше, для продуктивных пластов Ванкорского месторождения рекомендуется водогазовое воздействие с помощью насосно-эжекторной технологии (горизонтальное вытеснение) и/или через барьерные скважины по технологии ВНИИнефть либо с применением пенообразующих нефтеводорастворимых агентов, либо без ПНВРА (вертикальное вытеснение). Реализация данного воздействия на Ванкорском месторождении не ограничивается техническими причинами: соответствие конструкции скважин требованиям технологий; реализация этого метода не требует использования компрессорных станций, газораспределительных устройств.

Тепловые методы воздействия

Низкая вязкость пластовой нефти, большие для данного метода глубины залегания залежей исключают целесообразность применения тепловых методов воздействия на Ванкорском месторождении [5].

Микробиологические методы воздействия

Начальная стадия разработки месторождения, большие для данного метода глубины залегания залежей и пластовые давления исключают целесообразность применения микробиологических методов воздействия на Ванкорском месторождении [5].

Таким образом, из всех рассмотренных методов воздействия для залежей Ванкорского месторождения по критериям применимости соответствуют заводнение, нагнетание углеводородного газа и водогазовое воздействие.

Согласно «Дополнению к технологической схеме разработки Ванкорского месторождения» 2009 г., заводнение является основным видом воздействия на залежах Як-III-VII, Нх-I, Нх-III-IV. Также для пластов Нх-III-IV предусмотрено нагнетание углеводородного газа по вертикальной технологии в газовую шапку. С учетом технических возможностей для данного метода рекомендуется использовать сухой газ.

Нагнетание углеводородного газа в пласты Нх-III-IV по горизонтальной технологии в нефтенасыщенную мощность пласта не рекомендуется из-за наличия «суперколлектора». В противном случае, будут происходить быстрые прорывы газа по «суперколлектору» к забоям добывающих скважин, что

вызовет загазовывание призабойных зон добывающих скважин и снижение их продуктивности и коэффициента охвата. Нагнетание углеводородного газа в пласт Нх-I по вертикальной технологии в головную часть залежи не рекомендуется из-за малой нефтенасыщенной толщины, низкого коэффициента песчаности и отсутствия массивной газовой шапки.

Для пласта Нх-I рекомендуется газовое воздействие по горизонтальной технологии. Вытеснение нефти углеводородным газом в залежи Нх-I будет частично смешивающееся либо смешивающееся, так как для такой глубины давление нагнетания будет больше минимального давления смешиваемости, определенного лабораторными исследованиями (25,5 МПа). Для снижения минимального давления смешиваемости и увеличения эффективности вытеснения рекомендуется закачка оторочки углеводородного растворителя (ШФЛУ) или обогащенного газа с продавкой сухим газом. К применению рекомендуется компрессорная технология. Для обоснования применения газового воздействия по горизонтальной технологии на пласт Нх-I и выполнения технологических расчетов необходимы дополнительные лабораторные исследования по определению минимального давления смешиваемости нефти пласта Нх-I и сухого газа, обогащенного газа, ШФЛУ; по вытеснению нефти водой, сухим газом, обогащенным газом и ШФЛУ в режимах смешивающегося и несмешивающегося вытеснения на керне пласта Нх-I. Для таких низкопроницаемых глинистых пластов, как Нх-I, рекомендуется применять именно газовое воздействие [5, 13].

Из имеющихся технологий ВГВ для Ванкорского месторождения оптимальными являются: насосно-эжекторная система и закачка оторочки воды, содержащей ПНВРА, через барьерные скважины.

Для применения технологии ВНИИнефть им. акад. А.П.Крылова (закачка оторочки воды, содержащей ПНВРА) необходимо наличие в пласте массивной газовой шапки. Поэтому для этой технологии приемлемы только залежи Як-III-VII и Нх-III-IV.

Водогазовое воздействие по насосно-эжекторной технологии (РГУ нефти и газа им. И.М.Губкина) может быть эффективно внедрено на залежах Нх-I и Нх-III-IV, так как в этих залежах вытеснение нефти углеводородным газом и водой будет частично смешивающееся либо смешивающееся. Применение водогазового воздействия на залежах Нх-I и Нх-III-IV на начальных стадиях разработки будет гораздо эффективнее использования ВГВ на заключительных стадиях. Необходимо отметить, что внедрение водогазового воздействия на таких пластах с «суперколлектором», как пласты Нх-III-IV, не позволит избежать применения различных потокоотклоняющих технологий. С другой стороны, использование этих технологий позволит повысить эффективность ВГВ [13]. Для обоснования применения водогазового воздействия на пласты Нх-I и Нх-III-IV по насосно-эжекторной технологии и выполнения технологических расчетов необходимы дополнительные лабораторные исследования по определению минимального давления смешиваемости нефти данных залежей и сухого газа, обогащенного газа; по определению оптимального объемного газосодержания водогазовой смеси; по вытеснению

нефти водой, сухим и обогащенным газом, водогазовыми смесями в режимах смешивающегося и несмешивающегося вытеснения на керне пластов Нх-I и Нх-III-IV.

В качестве базовой технологии воздействия на залежи Ванкорского месторождения рекомендуется заводнение. Как показывает опыт разработки отечественных и зарубежных месторождений, в том числе Самотлорского и Лянторского, при условии соблюдения необходимых требований, заводнение является эффективным методом воздействия на пласт для поддержания пластового давления [6-9].

Дополнительно к заводнению для пластов Нх-III-IV было рекомендовано и в настоящее время осуществляется нагнетание углеводородного газа в газовую шапку (по вертикальной технологии) для поддержания пластового давления. Для закачки необходимо использовать сухой газ.

Для повышения темпов отбора нефти и увеличения конечной нефтеотдачи на Ванкорском месторождении рекомендованы методы газового и водогазового воздействия. При этом оценить эффективность применения газового или водогазового воздействия в условиях того или иного пласта можно будет только после анализа результатов лабораторных экспериментов. На основе исследований необходимо провести расчеты на гидродинамических моделях, по подбору оборудования и экономические расчеты. И только после этого делать вывод о выполнении опытно-промышленных работ по испытанию данных технологий на эксплуатационных объектах Ванкорского месторождения.

4 Безопасность и экологичность производства

ЗАО «Ванкорнефть», является крупнейшим предприятием Красноярского края в сфере добычи нефти и газа и по особенному относится к решению вопросов промышленной безопасности, охраны труда и экологии производства.

Приоритетными задачами являются обеспечение безопасных условий труда работников, защиты здоровья персонала, а также сохранение благоприятной окружающей среды на основе использования современных технологий. Социальная ответственность компаний состоит в создании достойных условий и оплаты труда, обеспечении экологической безопасности, сохранении культурного наследия.

Данный раздел посвящен основным аспектам промышленной безопасности на объектах повышенной опасности, охране труда и обеспечению комплекса мер по охране окружающей среды.

4.1 Анализ потенциальных опасных и вредных производственных факторов при проведении работ

Рабочим местом оператора являются кустовая площадка, пункт подготовки и отправки нефти и газа, операторная комната. Работник ежедневно подвергается воздействию вредных и опасных производственных факторов:

- повышенное напряжение в электрической цепи, замыкание которой может пройти через тело человека;
- повышенная вибрация;
- повышенный шум;
- движущиеся машины и механизмы;
- вредные и опасные химические вещества;
- повышенная загазованность и недостаточное содержание кислорода в воздухе рабочей зоны;
- взрывопожароопасность производственного процесса;
- нервно-психические перегрузки;
- воздействие пониженных и повышенных температур.

По основному виду экономической деятельности установлен XXX класс профессионального риска, характеризующий уровень производственного травматизма, профзаболеваемости и расходов по обеспечению по программе обязательного социального страхования. Страховые тарифы на обязательное страхование от несчастных случаев на производстве и профессиональных заболеваний составляют 7,4% к начисленной оплате труда.[3]

Наиболее распространенными и опасными аварийными ситуациями при эксплуатации механизированным фондом являются пожары и разливы нефти.

При аварийных ситуациях с открытыми разливами нефти или с поступлением в воздушную среду газа все работы на кусте, включая добычу нефти, должны быть прекращены. В воздушную среду кустовой площадки поступают опасные газы, которые могут являться источниками отравления организма.

4.2 Инженерные и организационные решения по обеспечению безопасности работ

Климат Ванкорского месторождения преимущественно резко континентальный. Территории находятся в зоне постоянного вторжения холодных арктических масс воздуха со стороны Северного Ледовитого океана и отличаются продолжительной холодной зимой (8-9 месяцев) и умеренно тёплым летом, большими годовыми и суточными перепадами температур воздуха.

Среднегодовая температура воздуха на территориях, располагающихся в пределах 60-70° с.ш., составляет –10°C. Наиболее холодные месяцы – декабрь, январь, февраль со средней температурой –26°C, в отдельные дни температура воздуха опускается до –57°C. Устойчивый снежный покров образуется в начале октября. Толщина снежного покрова от 1 до 3 м. Среднегодовое количество осадков около 450 мм. Максимальная скорость ветра достигает 25 м/с, средняя скорость ветра – 5-7 м/с.

Проведение работ происходит на открытом пространстве на кустовой площадке Ванкорского месторождения, которое расположено в климатическом регионе Ib, средняя температура воздуха зимних месяцев – 41°C, средняя скорость ветра средняя из наиболее вероятных величин 1,3 м/с.[3]

Скважины могут оснащаться укрытиями, препятствующими воздействию ветра и осадков. Так как оптимизация скважин, работающих с помощью УЭЦН или газлифтной эксплуатации, не требует присутствия операторов для контроля параметров эксплуатации, то операторам приходится проводить периодические осмотры оборудования. В случае ремонта скважин, работы по КРС ведутся круглосуточно.

Гигиенические требования к микроклимату производственных помещений. Общие санитарно-гигиенические требования к воздуху рабочей зоны представлены в таблице 4.1.

Таблица 4.1 – Классификация категорий работ в различный период года

Период года	Температура, °С	Относительная влажность, %	Скорость движения, м/с
	Оптимальная	Оптимальная на рабочем месте, не более	Оптимальная, более
Холодный	17-19	40-60	0,2
Теплый	20-22	40-60	0,3

Для обогрева работников на кустовой площадке установлен вагон-бытовка с необходимыми приборами отопления и вентиляции.

Дополнительные перерывы для обогрева работающих, приостановка работы на объектах осуществляется в зависимости от установленных предельных значений температуры наружного воздуха и скорости ветра в данном климатическом районе.

Среднюю температуру помещения необходимо поддерживать в диапазоне 15-20 °С.[10]

4.3 Санитарно-гигиенические требования к помещениям и размещению используемого оборудования

Работы на кустовых площадках (ограниченных территориях) с высокой концентрацией опасных производственных объектов должны осуществляться в соответствии с порядком, установленным Ростехнадзором.

Работы выполняются на кустовой площадке размером 300 м². Некоторые виды работ проводятся на фонтанной арматуре, на высоте 3 м и на эксплуатационных эстакадах высотой 5-6 м. Работы выполняются круглый год в круглосуточном режиме.

На территории кустовой площадки установлены и определены знаками безопасности и аншлагами места остановки (стоянки) спецтранспорта и их зоны проезда.

Порядок передвижения всех видов транспорта утверждается начальником цеха добычи нефти и газа (ЦДНГ), предусмотрены пути эвакуации транспортных средств при аварийных ситуациях.

Помещение для отдыха в рабочее время должно иметь площадь из расчета 0,2 м² на одного работающего в наиболее многочисленной смене, но не менее 18 м².

Устройство для обогрева размещается в отдельном помещении площадью из расчета 0,1 м² на 1 работающего, пользующегося данным устройством в наиболее многочисленно смене, но не менее 12 м².

Устройства питьевого водоснабжения размещаются в основных проходах производственных помещений, в помещениях для отдыха, при необходимости на производственных площадках.

Умывальные размещаются смежно с гардеробными или на их площади. Гардеробные предназначены для хранения уличной домашней и специальной одежды. [4]

Уровень звукового давления на кустовой площадке не более 65 дБ. [7]

Санитарно-гигиенические требования к производственному освещению представлены в таблице 4.2. [13]

Таблица 4.2 – Санитарно-гигиенические требования к производственному освещению

Показатели условий труда	Производственные помещения
Виды рабочего искусственного освещения: источники света	лампа накаливания
Освещенность, лк, норма/факт	20/20
Аварийная освещенность: на рабочих местах, лк на путях эвакуации, лк	20 20
Источники питания аварийного освещения	аккумуляторная батарея
Исполнение светильников	газо-защищенное и взрывогазозащитное
Мощность светильников, Вт	200, 250, 400
Количество светильников	3
Источники шума	газопровод, ПАЭС-2500
Нормируемые параметры, дБ, норма/ факт	80/76
Источники вибрации	ПАЭС-2500
Нормируемые параметры, дБ, норма/факт	81/80

Кроме рабочего, необходимо предусматривать аварийное освещение, а в зонах работ на открытых площадках – аварийное или эвакуационное освещение.

В помещениях и наружных установках, где возможно образование опасных взрыву и пожару смесей, освещение оборудования должно быть выполнено во взрывопожаробезопасном исполнении.

Персонал предприятия обеспечивается спецодеждой, спецобувью, защитными касками (зимой – с утепленными подшлемниками), респиратор, наушники, спецобувью и другими средствами индивидуальной защиты.

Спецодежда, предназначенная для использования на взрывопожароопасных объектах или взрывопожароопасных участках производства, должна быть изготовлена из термостойких и антистатичных материалов. Для исключения опасности попадания в глаза инородных тел, работающие должны пользоваться защитными очками. [10, 6]

При работе на кустовых площадках, где концентрация газа и вредных паров может превышать допустимые санитарные нормы, рабочие должны обеспечиваться противогАЗами. [1]

4.4 Обеспечение безопасности технологического процесса

В таблице 4.3 представлены предельно допустимые концентрации основных химических веществ, применяемых в цеху добычи нефти и газа. [18]

Таблица 4.3 - Вредные и опасные вещества применяемые при добыче нефти и газа

№	Вещество	Химическая формула	Максимально ПДК, разовая /мгм	Класс опасности	Характер воздействия на человека	Температура, °С		ВКПР НКПР, Об%
						Вспышки	Самовоспламенения	
1	Органические газы и пары	C2-10 - H6-24	300	4	Вызывают неустойчивость нервной системы, зуд кожи	17-44	255-450	1,3/6,5
2	Ингибитор гидратообразования, ХПП-004, СОНГ ИД	CH ₄ O	5	3	Отравление	6	440	6,98/34,7
3	Сероводород	H ₂ S	10	2	Отравление	-	260	4/46
4	Угарный газ	CO	20	4	Удушение, головокружение	-	610	12,5/74
5	Ингибитор коррозии (Кватрамин)	C ₁₃ H ₁₈ N ₂ O ₄	3	3	Отравление	40	262	-
6	Растворитель АСПО Пральт	C ₇ H ₈	150	3	Отравление	10	290	-

При повышенной загазованности воздуха рабочей зоны следует применять соответствующие противогазы. До начала работ необходимо проверить исправность противогаза и шлангов.

Обслуживающий персонал должен производить контроль воздушной среды переносными газоанализаторами:

- в местах постоянного нахождения обслуживающего персонала, там, где нет необходимости установки стационарных газосигнализаторов - не реже двух раз за смену;
- в местах, обслуживаемых периодически, - перед началом работ и в процессе работы;
- в резервуарном парке, в центре каждого каре резервуаров, а также вокруг обваловки на расстоянии 5-10 м от него на осевых линиях резервуара с подветренной стороны - не реже одного раза за смену;
- при аварийных работах в загазованной зоне - не реже одного раза в 30 мин.

Стандартное напряжение для работы УЭЦН составляет 380 В. Кабели, используемые на кустовой площадке и спущенные к ЭЦН, бронированы.

Для обеспечения безопасности людей металлические части электроустановок, корпуса электрооборудования и приводное оборудование должны быть заземлены, занулены. Все токоведущие части изолированы или помещены на достаточной высоте для защиты от возможного поражения электрическим током. [21]

4.5 Обеспечение взрывопожарной и пожарной безопасности

В условиях разработки нефтегазовых месторождений могут выделяться взрывоопасные, пожароопасные и токсичные вещества, такие как газ, газоконденсат, сероводород, меркаптаны, деэмульгаторы, различные реагенты и горюче-смазочные вещества, поэтому данное производство по пожарной опасности относится к категории II. [28]

По взрывопожарной опасности буровая установка КРС, устье скважин относится к категории А, степень огнестойкости II. [29]

Причинами возникновения пожаров являются: несоблюдение ТБ при бурении и ремонте скважин; утечка газа через негерметичные фланцевые соединения; возгорание газа вследствие несоблюдения правил эксплуатации оборудования.

Электрооборудование (машины, аппараты, устройства), контрольно-измерительные приборы, средства блокировки, устанавливаемые во взрывоопасных зонах классов 0, 1 и 2, должны быть во взрывозащищенном исполнении и иметь уровень взрывозащиты, отвечающий требованиям, предъявляемым ПУЭ [30], вид взрывозащиты - категории и группе взрывоопасной смеси.

В Таблице 4.4 приведены токсичные и пожароопасные свойства горючих веществ.

Таблица 4.4 Токсичные и пожароопасные свойства горючих веществ

Показатели	Наименование веществ	
	метан	Нефть
Плотность по воздуху	0.5543	3.5
Температура самовоспламенения, °С	450	270-320
Температура вспышки, °С	-	40-17
Предельно-допустимая концентрация, мг/м ³ в рабочей зоне	300	300
Класс опасности	4	3
Концентрационные пределы воспламенения	5-15	1.26-6.5
Действие на организм	В больших концентрациях обладает наркотическим действием	Обладает наркотическим действием

Система сигнализации в ЦДНГ Ванкорского месторождения действует по следующему принципу: при получении сигнала «Тревога» или «Пожар» дежурный, принявший сигнал от оператора, обязан:

- немедленно сообщить в пожарную охрану по телефону 01, указав адрес объекта, свою фамилию, что горит.
- лично или через дежурных выяснить обстоятельства сработки извещателя (пожар, ложное срабатывание, отсутствие энергии и т. д.).

Для обеспечения безопасности рабочих на случай пожара в наличии должны быть первичные средства пожаротушения:

- огнетушитель пенный – 8 шт.;
- ящик с песком, $V = 0,5 \text{ м}^3$ – 4 шт.;
- ящик с песком, $V = 1 \text{ м}^3$ – 2 шт.;
- лопаты – 5 шт.;
- ломы – 2 шт.;
- топоры – 2 шт.;
- багры – 2 шт.;
- ведра пожарные – 4 шт.

Противопожарный инструмент должен находиться на щитах в специально отведенных местах. Запрещается использовать противопожарный инструмент не по назначению.

4.6 Экологичность проекта

При разработке Ванкорского месторождения необходимо предусмотреть следующие мероприятия по охране атмосферного воздуха: испытание трубопроводов на прочность и герметичность; стопроцентный контроль швов сварных стыков трубопроводов; применение герметизированной системы сбора углеводородов; оборудование всех аппаратов и сосудов, работающих под давлением, предохранительными клапанами с обвязкой на факельную систему.

Основными действиями по охране почв являются:

- прокладка дорог к буровым установкам, скважинам и другим объектам с учетом минимального разрушающего воздействия на почву;
- устройство нефтеловушек, дренажа на пониженных участках местности;
- сооружение систем накопления отходов бурения;
- устройство закрытых помещений для хранения химреагентов;
- сбор, откачка плавающих нефтепродуктов из шламового амбара и нефтеловушек для последующей их утилизации;
- обезвреживание отходов бурения методом отверждения;
- после завершения работ проводятся работы по восстановлению нарушенных земель.

К мероприятиям, обеспечивающим снижение воздействия на животный мир, относятся:

- минимальное отчуждение земель для сохранения условий обитания животных и птиц;
- проведение строительных работ в зимний период с целью снижения воздействия на орнитофауну;
- комплексная автоматизация объектов добычи, сбора, транспорта углеводородов, оборудование водозаборных устройств рыбозащитными сетками;

- уборка остатков материалов, конструкций и строительного мусора по завершении строительства;
- хранение нефтепродуктов в герметичных емкостях.
- Природоохранные мероприятия по охране поверхностных водотоков и подземных вод включают:
- полную герметизацию системы сбора и транспортировки нефти и газа, обвалование скважин;
- систематический контроль (2 раза в сутки) за состоянием технологического оборудования;
- оборудование приустьевых площадок скважин для сбора ливневых и производственных стоков, ежеквартальный контроль за качеством воды,
- размещение буровых площадок за пределами водоохранных зон рек и ручьев.

ЗАКЛЮЧЕНИЕ

Во всем мире с каждым годом возрастает интерес к методам повышения нефтеотдачи пластов, и развиваются исследования, направленные на поиск научно обоснованного подхода к выбору наиболее эффективных технологий разработки месторождений.

В целях повышения экономической эффективности разработки месторождений, снижения прямых капитальных вложений и максимально возможного использования reinvestиций весь срок разработки месторождения принято делить на три основных этапа.

На первом этапе для добычи нефти максимально возможно используется естественная энергия пласта (упругая энергия, энергия растворенного газа, энергия законтурных вод, газовой шапки, потенциальная энергия гравитационных сил).

На втором этапе реализуются методы поддержания пластового давления путем закачки воды или газа. Эти методы принято называть вторичными.

На третьем этапе для повышения эффективности разработки месторождений применяются методы увеличения нефтеотдачи (МУН).

В соответствии с поставленной целью дипломной работы, выбор методов увеличения нефтеотдачи в условиях разработки Ванкорского нефтегазового месторождения, в работе была изучена полная характеристика геологического строения месторождения, проанализировано текущее состояние разработки основных продуктивных пластов Ванкорского месторождения, приведены примеры ранее проведенных мероприятий по увеличению нефтеотдачи, интенсификации притока, на основе проведенного анализа, даны рекомендации по выбору подходящих методов увеличения нефтеотдачи в условиях разработки Ванкорского месторождения.

Таким образом, из всех рассмотренных методов воздействия для залежей Ванкорского месторождения по критериям применимости соответствуют заводнение, нагнетание углеводородного газа и водогазовое воздействие.

Согласно «Дополнению к технологической схеме разработки Ванкорского месторождения» 2009 г., заводнение является основным видом воздействия на залежах Як-III-VII, Нх-I, Нх-III-IV. Также для пластов Нх-III-IV было предусмотрено и активно осуществляется нагнетание углеводородного газа по вертикальной технологии в газовую шапку. С учетом технических возможностей для данного метода рекомендуется использовать сухой газ.

Помимо вышеперечисленных методов увеличения нефтеотдачи на сегодняшний день получены первые результаты по применению потокоотклоняющих технологий и полимерного заводнения на объекте Як-III-VII Ванкорского месторождения. Сущность данных технологий заключается в изоляции «холостой» циркуляции воды, т.е. потокоотклоняющих технологиях на данном объекте разработки. После проведения мероприятий по потокоотклоняющим технологиям (ПОТ) новая тенденция динамик добычи нефти и обводненности продукции может не проявляться, для ее установления

необходим определенный период времени. Поэтому для подтверждения положительных результатов проведенных обработок по технологии сшитых полимерных составов на объекте Як-III-VII Ванкорского месторождения необходимо дополнительно провести расчеты технологической эффективности спустя 2 – 4 месяца после осуществления опытно-промышленных испытаний ПОТ.

СПИСОК СОКРАЩЕНИЙ

ГКЗ - Государственная комиссия по запасам
НГР - нефтегазоносный район
НГКМ - нефтегазоконденсатное месторождение
НИЗ - начальные извлекаемые запасы
НГЗ - начальные геологические запасы
ФЕС - фильтрационно-емкостные свойства
ГШ – газовая шапка
ППД – поддержание пластового давления
ГНК – газо-нефтяной контакт
СК – суперколлектор
МУН – методы увеличения нефтеотдачи
КИН – коэффициент извлечения нефти
ТГВ – термогазовый метод
ШФЛУ - широкая фракция лёгких углеводородов
ПАВ - поверхностно-активные вещества
ПДС - полимерно-дисперсная система
ВУС - воздействие вязкоупругими составами
ПНДС - полимерно-наполненная дисперсная система
ПЗС - призабойная зона скважины
ГРП – гидроразрыв пласта
ГНКТ - гибкие насосно-компрессорные трубы
ПАА - полиакриламид
ВГВ – водогазовый метод
ПНВРА - пенообразующие нефтеводорастворимые агенты
ОБП – опорная база промысла
ЦПС – центральный пункт сбора
ОБУВ - ориентировочный безопасный уровень воздействия вещества
СЗЗ – санитарно-защитная зона
ГСМ – горюче-смазочные материалы
ПДВ - предельно допустимый выброс
ПДК - предельно допустимая концентрация

СПИСОК ИСПОЛЬЗОВАННЫХ ИСТОЧНИКОВ

1. Мищенко И.Т. Скважинная добыча нефти: Учебное пособие для вузов. М: ФГУП Изд-во «Нефть и газ» РГУ нефти и газа им. И.М. Губкина, 2003. 816 с.
2. Ибрагимов Л.Х., Мищенко И.Т., Челоянц Д.К. Интенсификация добычи нефти.-М.: Наука, 2000. 414 с.
3. Боксерман А.А., Мищенко И.Т. Потенциал современных методов повышения нефтеотдачи пластов // Технологии ТЭК. - 2006. - №12. с. 30.
4. Багаутдинов А.К., Барков С.Л., Белевич В.А., Бочаров Л.С. и др. Геология и разработка крупнейших и уникальных нефтяных и нефтегазовых месторождений России. В 2 т.: Т.2. М.:ВНИИОЭНГ, 1996. 350 с.
5. Сургучев М.Л. Вторичные и третичные методы увеличения нефтеотдачи пластов. М.: Недра, 1985, 308 с.
6. Ефремов Е.П., Вашуркин А.И., Трофимов А.С. и др. Водогазовое воздействие на опытной участке Самотлорского месторождения // Нефтяное хозяйство. 1986. - № 12. с. 36-40.
7. Иванов С.В., Бриллиант Л.С. Основные направления совершенствования физико-химического заводнения на Самотлорском месторождении // Нефтяное хозяйство. 2000. № 9. с. 47-50.
8. Бриллиант Л.С., Козлов А.И., Ручкин А.А. и др. Совершенствование технологии ограничения водопитока в скважинах Самотлорского месторождения // Нефтяное хозяйство. 2000. № 9. с. 72-75.
9. Джафаров И.С., Пьянков В.Н., Сыртланов В.Р. и др. Самотлорское месторождение: современные подходы к решению задач разработки // Нефтяное хозяйство. 2002. №6. с. 27-30.
10. Муслимов Р.Х. Современные методы управления разработкой нефтяных месторождений с применением заводнения: Учебное пособие. – Казань: Изд-во Казанск. ун-та, 2002. 596 с.
11. Булыгин Д.В., Булыгин В.Я. Геология и имитация разработки залежей нефти. – М.: Недра, 1996. 382 с.: ил.
12. Михайлов Н.Н. Проницаемость пластовых систем. М.: Российский государственный университет нефти и газа им. И.М.Губкина, 2006. 186 с.
13. Степанова Г.С. Газовые и водогазовые методы воздействия на нефтяные пласты. М.: Газоил пресс, 2006. 200 с.
14. Еремин Н.А., Золотухин А.Б., Назарова Л.Н., Черников О.А. Выбор метода воздействия на нефтяную залежь. Под ред. И.Т.Мищенко. - М.; ГАНГ, 1995. – 190 с.
15. Акульшин А.И. Прогнозирование разработки нефтяных месторождений. – М.: Недра, 1988. 240 с.: ил.

16. Бойко В.С. Разработка и эксплуатация нефтяных месторождений. М.: Недра. 1990. 427 с.
17. Поваров И.А., Ковалев А.Г., Макеев Н.И. Интенсификация добычи нефти из обводненных нефтяных пластов путем попеременного нагнетания воды и газа // Нефтяное хозяйство. 1973. №12 с. 25-28.
18. Гайдуков Л.А., Михайлов Н.Н. Производительность горизонтальных скважин в техногенно-измененных неоднородных пластах // ЭКСПОЗИЦИЯ НЕФТЬ ГАЗ 1/Н (07). – 2010. - № 2.
19. Обоснование выбора технологий и составов реагентов для восстановления продуктивности объектов разработки на Ванкорском месторождении: отчет о НИР/ ООО «РН-УфаниПИнефть». Уфа, 2010.
20. Газизов А.А., Газизов А.Ш., Кабиров М.М., Ханнанов Р.Г. Интенсификация добычи нефти в осложненных условиях. – Казань: Центр инновационных технологий, 2008. 304 с.
21. Петров Н.А., Коренько А.В., Янгиров Ф.Н., Есипенко А.И. Ограничение притока воды в скважинах. СПб.: ООО «Недра», 2005. 130 с.
22. Шахвердиев А.Х. Системная оптимизация процесса разработки нефтяных месторождений. М.: ООО «Недра-Бизнесцентр», 2004. 452 с.: ил.
23. Петров Н.А., Давыдова И.Н. Подбор пенообразующих композиций для освоения скважин // Нефтегазовое дело 2010. № 2.
24. Сучков Б.М. Горизонтальные скважины. Москва-Ижевск: НИЦ «Регулярная и хаотическая динамика», 2006. 424 с.
25. Бейли Б., Крабтри М., Тайри Д., Кучук Ф., Романо К., Рудхарт Л., Элфик Д. Диагностика и ограничение водопритокров // Нефтегазовое обозрение. 2001. Т.6. №1. с. 44-68.
26. Сонич В.П., Мишарин В.А., Черемисин Н.А. и др. Эффективность применения методов повышения нефтеотдачи пластов // Нефтяное хозяйство. - 1997. - №9. - с. 36-39.
27. Мулявин С.Ф. Основы проектирования разработки нефтяных и газовых месторождений. Учебное пособие. Тюмень: ТюмГНГУ, 2012.- 170-178 с.
28. Опыт строительства многозабойных и многоствольных скважин в ОАО «ЛУКОЙЛ»: презентация / Служба Заместителя ГД по проектированию и мониторингу строительства скважин ООО «ЛУКОЙЛ-Инжиниринг», 2014
29. Безопасность жизнедеятельности : учеб.-метод. пособие для выполнения раздела «Безопасность и экологичность» выпускной квалификационной работы [Электронный ресурс] / сост. : Е. В. Мусияченко, А. Н. Минкин. - Электрон. дан. - Красноярск : Сиб. федер. ун-т, 2016.
30. Инструкция по безопасности работ при разработке нефтяных и газовых месторождений НК Роснефть.

ПРИЛОЖЕНИЕ А

Стандартные исследования керна из разведочных и эксплуатационных скважин

Свита	№ скв.	Эфф екти вная мощ ност ь. м	Пористость. (Кп). %				Проницаемость (Кпр). мД				Водоудерживающая способность (Квс). %				Количество скважин по видам анализов		
			оличе ство опред елени й. шт.	Значение			Количес тво определе ний. шт.	Значение			Количес тво определе ний. шт.	Значение			п	пр	вс
				минималь ное	максималь ное	реднее		минималь ное	максималь ное	среднее		миним альное	максима льное	среднее			
1	2	3	4	5	6	7	8	9	10	11	12	13	14	15	16	17	18
Дл-I-III	СВн-1	17	1	26.53	26.53	26.53	-				-						
	СВн-2	13.1	5	27.93	30.54	29	3	63.14	238.86	160.32	-						
	СВн-3	25.4	8	15.6	23.7	19.6	6	0.4	20.7	5.67	-						
	СВн-4	25.2	15	23.3	33.81	30	18	5.14	571.9	179.388	-						
	Вн-7	35.9	31	8.4	36.4	29.4	22	0.117	1672.9	651.115	-						
	Вн-10	23.4	9	24.2	30.2	26.8	-				-						
	Вн-12	24.8	15	0.8	34.6	22.9	13	0.01	851.78	134.07	-						
	Вн-13	39.7	29	22.2	31.6	25.5	22	1.61	679.86	94.6	-						
	Вн-14	10.5	14	21.7	30	24.6	13	5.39	504.75	97.577	-						
	Вн-14а	13.3	20	20	34.8	26.2	17	2.82	1291	343.87	-						
	Вн-17	30	47	2.5	36.6	30.8	45	0.053	2701.3	488.9	8	10.5	32.2	17.6			
	112	37.9	50	22.8	35.7	30.8	48	3.007	2127.82	501.05	25	10.7	81.02	44.81			
	149	87	48	3.8	36.4	29	36	0.01	3128	641.409	2	49.17	50.55	49.9			
	358	47.5	76	4	36	29.7	56	0.008	3055.88	533.557	17	11	73.1	35.9			
	159	21.1	32	23.3	33.9	31.6	28	3.83	3159.1	1132.7	14	10.7	59.7	17.86			
	160	6.1	16	2.1	35.8	27	17	0.001	3167.74	265.6	-						
	164	12.9	21	18.3	35.6	31.6	16	69.8	4648.8	1145.3	2	19.6	24.9	22.3			
	184	23.5	54	3	35.2	25.2	45	0.01	2856.19	189.57	29	15.5	89.5	57.3			

Свита	№ скв.	Эфф екти вная мощ ност ь, м	Пористость. (Кп). %				Проницаемость (Кпр). мД				Водоудерживающая способность (Квс). %				Количество скважин по видам анализов		
			оличе ство опред елени й, шт.	Значение			Количес тво определе ний, шт.	Значение			Количес тво определе ний, шт.	Значение			п	пр	вс
				минималь ное	максималь ное	реднее		минималь ное	максималь ное	среднее		миним альное	максима льное	среднее			
1	2	3	4	5	6	7	8	9	10	11	12	13	14	15	16	17	18
итого по Дл-I-III			491				405				97				18	16	7
1	2	3	4	5	6	7	8	9	10	11	12	13	14	15	16	17	18
Як-I	159	6	3	23.3	27.2	24.7	3	11.9	116.1	156.9	2	27.4	45.92	36.65			
	112	НК	-				-				-						
	160	9.8	24	6	31	22.6	24	0.1	2183.66	591.9	6	7.97	48.24	17.9			
	184	12.3	12	28.1	30.5	29.6	12	575.36	1915.33	1303.19	4	7.1	24	12.3			
	7Н	10.5	8	25.1	30.8	28.4	8	71.2	5628.37	1473.71	1	19.7	19.7	19.7			
	СВн-3	3.6	13	14.5	21.5	17.5	11	2	15.4	6.3	-						
	СВн-4	13.6	4	26	30.2	28.5	4	414.2	1379.2	857.7	1	15.78	15.78	15.78			
	Вн-10	3	13	13	25.5	20.6	3	2.85	156.5	62.03	-						
	Вн-13	НК	-				-				-						
	Вн-16	2.2	12	0.1	24.7	15	8	0.001	136.2	45	2	22.3	26.5	24.4			
	Вн-17	2.7	9	19.1	28	23.6	24	1.7	446.76	112.2	6	20.7	69.13	34.91			
	ВЛд-1	3.1	9	20.3	29.1	24.8	16	0.2	1151.1	296.63	5	17.4	34.6	29.8			
итого по Як-I			107				113				27				10	10	8
	112	НК	-				-				-						
	138	НК	1	21	21	21	1	26.97	26.97	26.97	-						
	358	1.2	4	13.5	30.7	23.1	3	3.38	1142.1	654.95	2	17	17.2	17.1			
	7Н	1.2	3	24	24.7	24.3	3	29.9	109.4	59.96	1	24.6	24.6	24.6			
	СВн-4	НК	1	18.8	18.8	18.8	1	1.6	1.6	1.6	-						
	Вн-7	НК	3	11.2	13.6	12.6	2	0.4	1.52	0.95	-						

Свита	№ скв.	Эффе- кти- вная мощ- ность б. м	Пористость. (Кп). %				Проницаемость (Кпр). мД				Водоудерживающая способность (Квс). %				Количество скважин по видам анализов		
			оличе- ство опред- елени й. шт.	Значение			Количе- ство определе- ний. шт.	Значение			Количе- ство определе- ний. шт.	Значение			п	пр	вс
				минималь- ное	максималь- ное	реднее		минималь- ное	максималь- ное	среднее		миним- альное	максима- льное	среднее			
1	2	3	4	5	6	7	8	9	10	11	12	13	14	15	16	17	18
	Вн-9	1.5	7	12	22.9	20	6	6.74	10.9	9	2	55.14	56.47	55.81			
	Вн-10	3	2	15.9	23.4	19.6	2	0.001	57.1	28.6	-						
	Вн-13	4.3	3	17.1	21.3	18.6	-				-						
	Вн-16	2.2	6	13.9	20.2	16	3	1.77	36.04	13.32	-						
	Вн-17	НК	3	8.8	13.8	11.3	2	0.052	0.08	0.066	-						
	ВЛд-1	4.3	8	17.7	25	21.2	14	0.02	86.44	11.4	2	43.6	44.9	44.3			
итого по Як-П			41				37				7				11	10	4
Як-III-VII	СВн-1	57.6	14	7.1	25.2	18.1	5	0.1	7.7	4.2	4	45.01	87.4	60.75			
	СВн-2	63.8	44	1.6	32.7	19.1	32	0.001	1052.6	181.4	10	15.1	92.83	45.21			
	СВн-3	43.2	3	0.6	4.8	3.2	3	0.001	1.7	0.6	-						
	СВн-4	50.7	17	15	28.8	23.3	17	0.63	1084.4	338.9	2	19.65	31.75	25.7			
	Вн-2	60.9	21	6.6	31.8	22.9	11	20	335.5	103	12	5.95	47.6	28.1			
	Вн-6/4	73.5	12	1.8	14.9	9.8	12	0.001	40.3	8.8	6	12.64	14.85	13.9			
	Вн-7	74.1	47	10	29.4	24	31	3.82	267.7	52.6	5	38.43	43.85	41.2			
	Вн-8	51.4	20	20.7	31.5	27.3	56	2.52	2520.1	646.7	13	15.45	35.03	27.2			
	Вн-9	69.7	94	8.8	32.1	24.2	88	0.35	1949.8	334.6	17	17.6	63.1	33.5			
	Вн-10	55.4	23	11.6	29.7	20.8	10	0.94	621.3	261.1	5	20.15	78.1	42.61			
	Вн-11	53.5	37	15.4	32.5	27.3	48	2.1	2134.9	555.4	6	15.1	62.6	30.9			
	Вн-12	76.8	59	0.4	30.7	22.6	59	0.001	2887.4	439.8	7	15	49.3	31.9			
	Вн-13	66.6	30	7.9	28.4	21.6	12	0.6	168.1	39.3	2	35.9	42.9	39.4			
	Вн-16	53.9	39	9.9	30.4	21.2	32	0.08	829.6	137.6	3	22.4	35.4	27.2			

Свита	№ скв.	Эффективная мощность, м	Пористость (Кп). %				Проницаемость (Кпр). мД				Водоудерживающая способность (Квс). %				Количество скважин по видам анализов		
			количество определений, шт.	Значение			Количество определений, шт.	Значение			Количество определений, шт.	Значение			п	пр	вс
				минимальное	максимальное	среднее		минимальное	максимальное	среднее		минимальное	максимальное	среднее			
1	2	3	4	5	6	7	8	9	10	11	12	13	14	15	16	17	18
	Вн-17	39.5	11	2.9	17.5	12.8	8	0.02	169.4	23.1	1	24.3	24.3	24.3			
	103	62.9	111	1.8	32.1	25.5	110	0.023	3050.02	402.4	15	13	36.2	23.1			
	112	58.4	78	1.7	32.6	23.3	80	0.01	2467.66	336.205	32	10.91	79.7	25.6			
	119	82.6	143	3.3	33.3	27.7	142	0.001	2876	748.3	53	7.9	83.8	17.45			
	127	67.1	54	0.5	31.9	24.5	108	0.001	1824.41	392.014	27	10.95	59.8	32.4			
	138	56.5	29	4.8	31	25.8	65	0.01	3089.5	465.41	16	9.1	57.1	32.5			
	149	57.4	104	6.3	34.2	27.6	86	0.03	3594.4	703.31	20	6.3	75.5	24.4			
	159	64.7	93	1.4	31.2	25	92	0.001	3202.5	362.05	21	10.57	43.41	23.3			
	160	73.5	76	1.7	32.9	24.6	71	0.023	5138.5	553.42	21	7.36	50.32	20.85			
	164	57.6	15	0.8	29.6	20.1	15	0.08	1208	151.9	7	21.4	63.1	36.4			
	184	78.7	72	1.4	32.6	27.5	72	0.001	2772.99	776.4	27	7.9	38.2	19.2			
	358	64.5	138	1.9	32.8	27.7	131	0.001	3120.9	676.64	18	10.2	32.6	18.63			
	7Н	60.6	72	0.6	31.1	25.9	72	0.02	2889.19	453.2	19	7.5	47	20.4			
итого по Як-III-VII			1456				1468				369				27	27	26
Сд-IX	164	42.5	77	7.8	24.3	21	76	0.03	885.1	177.2	26	16.9	76.1	31.5			
	160	34.8	77	5.5	26.6	21	75	0.03	1832.9	211.7	19	17.3	43.2	29.4			
	165	45.6	92	7.8	26.9	22.4	86	0.1	1800.8	271	29	15.8	42.9	25			
	184	52.4	83	6	29.2	23.5	83	0.4	1766	459.4	37	11.6	43	24.2			
	СВн-1	38.6	4	9.9	24.2	19.6	3	0.72	601.5	215.3	4	26.4	60.8	42.7			
итого по Сд-IX			333				323				115				5	5	5
Нх-I	СВн-4	9.6	12	7.9	21.5	15.4	22	0.01	497.47	81.585	1	17.88	17.88	17.88			

Свита	№ скв.	Эффективная мощность, м	Пористость (Кп). %				Проницаемость (Кпр). мД				Водоудерживающая способность (Квс). %				Количество скважин по видам анализов		
			оличество определений, шт.	Значение			Количество определений, шт.	Значение			Количество определений, шт.	Значение			п	пр	вс
				минимальное	максимальное	среднее		минимальное	максимальное	среднее		минимальное	максимальное	среднее			
1	2	3	4	5	6	7	8	9	10	11	12	13	14	15	16	17	18
	Вн-2	7.3	15	6.1	18.9	13.9	10	0.05	0.57	0.373	8	68.4	89.3	77.86			
	Вн-4/6	8.1	9	6.8	19.3	12.6	8	0.001	2.99	0.638	4	54.76	82.8	71.81			
	Вн-5	9.3	17	8.7	20.9	14.7	14	0.05	6.71	1.26	13	50.3	91.8	78.4			
	Вн-8	6.2	17	4	20	14.8	17	0.01	10.92	1.618	1	49.21	49.21	49.21			
	Вн-9	7.7	36	2.8	21.3	14.3	36	0.001	155.75	7.28	4	37.9	51.91	44.13			
	Вн-10	11.4	17	5	22.6	14.7	14	0.001	150.1	15.451	11	24.6	92.9	69.9			
	Вн-11	3.4	7	13.8	20.9	17.2	16	0.001	12.94	1.605	-	-	-	-			
	Вн-12	11.8	11	15.9	21.9	18.9	11	0.87	27.34	9.723	2	13.4	19.3	16.35			
	Вн-13	15.1	18	6.2	23.7	17.4	9	2.33	1732.4	205.113	7	20.3	61.1	45.76			
	Вн-16	16.9	36	2.6	19.3	16.3	36	0.001	17.18	1.349	19	42.1	64.9	53.7			
	ВЛД-1	13.1	30	5.5	24.7	17.3	30	0.04	1455.1	83.695	14	25.07	80.6	58.39			
	Вн-17	7.7	61	1.8	20.7	10.6	59	0.017	299.15	36.667	15	23.7	84.1	68.04			
	149	6.4	48	5.1	19	12.6	38	0.001	5.6	0.815	11	39.3	73.2	60.42			
	127	20.1	99	8.2	21.9	18.2	99	0.06	81.86	12.701	52	14	91.6	44.05			
	138	12.8	34	4.3	21.9	15.5	41	0.001	93.69	3.828	24	28.28	88.4	59.67			
	358	13.9	50	3.4	22.4	17.9	50	0.03	604.3	47.9	18	18.5	66.1	45.7			
	103	15.9	59	5.6	22.7	18.2	59	0.027	93.8	8.549	20	24.6	86.9	45.69			
	112	17	50	5.5	22.3	17	50	0.02	73.73	6.4	32	34.91	87.44	50.62			
	119	17.5	49	3.6	20.4	15.3	71	0.001	4.24	0.932	15	52.6	97.2	61.91			
	159	2.7	10	10.2	18.4	15.6	10	0.06	1.71	0.53	5	35.5	63.3	47.8			
	160	НК	16	6	14.8	10.8	16	0.016	3.051	0.554	-						

Свита	№ скв.	Эффе- кти- вная мощ- ност- ь, м	Пористость. (Кп). %				Проницаемость (Кпр). мД				Водоудерживающая способность (Квс). %				Количество скважин по видам анализов		
			оличе- ство опред- елени й, шт.	Значение			Количес- тво определе- ний, шт.	Значение			Количес- тво определе- ний, шт.	Значение			п	пр	вс
				минималь- ное	максималь- ное	реднее		минималь- ное	максималь- ное	среднее		миним- альное	максима- льное	среднее			
1	2	3	4	5	6	7	8	9	10	11	12	13	14	15	16	17	18
	164	НК	16	9.2	17.6	14.3	16	0.05	1.19	0.26	-						
итого по Нх-I			717				732				276				23	23	20
Нх-III-IV	СВн-1	46.2	72	3	25.1	17.8	49	0.03	1248.6	180.939	70	10.75	94.06	53.14			
	СВн-2	54.9	43	0.6	21.7	15.3	41	0.001	21.6	2.846	17	47.93	92.8	66.93			
	СВн-3	52.3	40	0.5	20.6	16	40	0.001	837.35	150.118	-						
	СВн-4	49.1	27	5.3	23.6	19.4	56	0.001	1469.75	177.638	6	11.3	51.15	27.8			
	Вн-4/6	41.1	40	4.2	22.6	17.4	40	0.001	153.45	32.39	34	27.8	91.8	48.4			
	Вн-5	49.3	24	4.7	30.2	19.1	19	0.09	734.58	184.232	15	17.7	90.8	40.3			
	Вн-7	53.1	11	2.3	16.7	12	11	0.02	5.4	0.749	-						
	Вн-8	42	49	3.6	21	14.1	48	0.02	1359.37	71.633	11	17.51	62.37	38.78			
	Вн-9	44.4	62	1.7	24.7	17.3	61	0.001	1980.8	215.899	17	13.96	73.13	43.77			
	Вн-10	46.8	58	0.2	24.4	17.2	55	0.001	341.98	22.837	51	21.94	93.31	56.27			
	Вн-11	47.2	26	13.7	22.4	19	74	0.001	457.29	61.159	12	20.6	49.8	32.85			
	Вн-12	55.8	64	3.2	24.1	19.7	62	0.001	2415.8	567.756	13	14.9	70.4	32.18			
	Вн-13	43.3	7	8.4	19.5	15.4	2	0.38	4.28	2.33	-						
	Вн-15	52.5	32	9.7	23.2	19.9	32	7.53	2559.78	876.648	11	8.7	36.6	17.66			
	Вн-17	48.9	128	0.5	25.7	16.3	125	0.001	2695.5	171.439	65	9.15	87.85	44.84			
	ВЛд-1	45.4	115	0.9	23.6	17.6	117	0.04	802.81	74.107	61	16.72	83.3	41.42			
	Вн-16	39.9	58	2.5	18.2	13.2	58	0.001	270.08	35.172	20	15.94	58.39	24.02			
	149	49.5	100	1.9	23.2	17.3	82	0.01	661.87	62.7	32	17.4	68.6	46.4			
	358	40.9	82	2	22.9	19.1	82	0.03	611.6	105	32	15.3	53.2	30.83			

Свита	№ скв.	Эфф екти вная мощ ност ь, м	Пористость. (Кп). %				Проницаемость (Кпр). мД				Водоудерживающая способность (Квс). %				Количество скважин по видам анализов		
			оличе ство опред елени й, шт.	Значение			Количес тво определе ний, шт.	Значение			Количес тво определе ний, шт.	Значение			п	пр	вс
				минималь ное	максималь ное	реднее		минималь ное	максималь ное	среднее		миним альное	максима льное	среднее			
1	2	3	4	5	6	7	8	9	10	11	12	13	14	15	16	17	18
	103	69.4	100	2	22.8	19.8	99	0.023	873.12	58.053	20	12.5	40.6	27.97			
	138	68.5	134	1.6	22.4	18.4	192	0.001	942.9	86.357	91	11.81	74.5	37.76			
	112	68.9	59	3.4	24.3	21.7	59	0.021	1232.13	263.202	32	9.01	80.58	25.95			
	159	57.5	165	1.9	22.7	18.5	165	0.02	1724.66	147.56	30	12.7	55.2	31.6			
	164	64.9	79	2.2	24.5	18.4	79	0.001	983.07	153.42	16	12.5	56.2	31.57			
	184	64.3	107	2	25.3	19	107	0.01	1992.7	115.86	35	8	65.3	30.21			
	160	38.6	116	1.6	22.7	17.3	116	0.007	905.786	77.444	27	10	49.3	28.8			
	119	52.4	221	1.2	23.4	17.1	221	0.001	1521.29	74.379	40	15.2	96.4	42.46			
итого по Нх-III-IV			2019				2092				758				27	27	24
итого по месторождению															33	33	28

ПРИЛОЖЕНИЕ Б

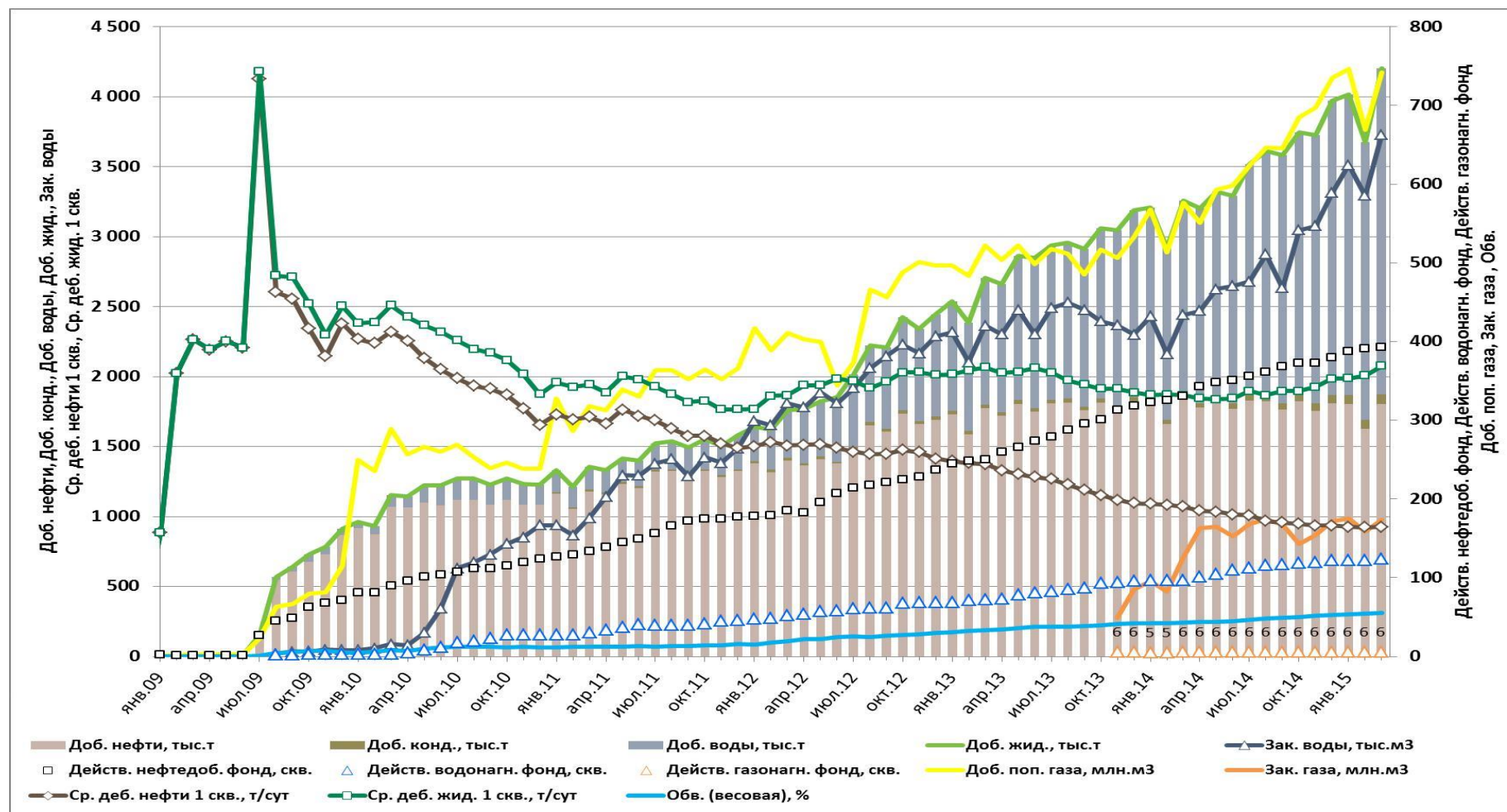


Рисунок 2.9 - Динамика основных показателей разработки Ванкорского месторождения

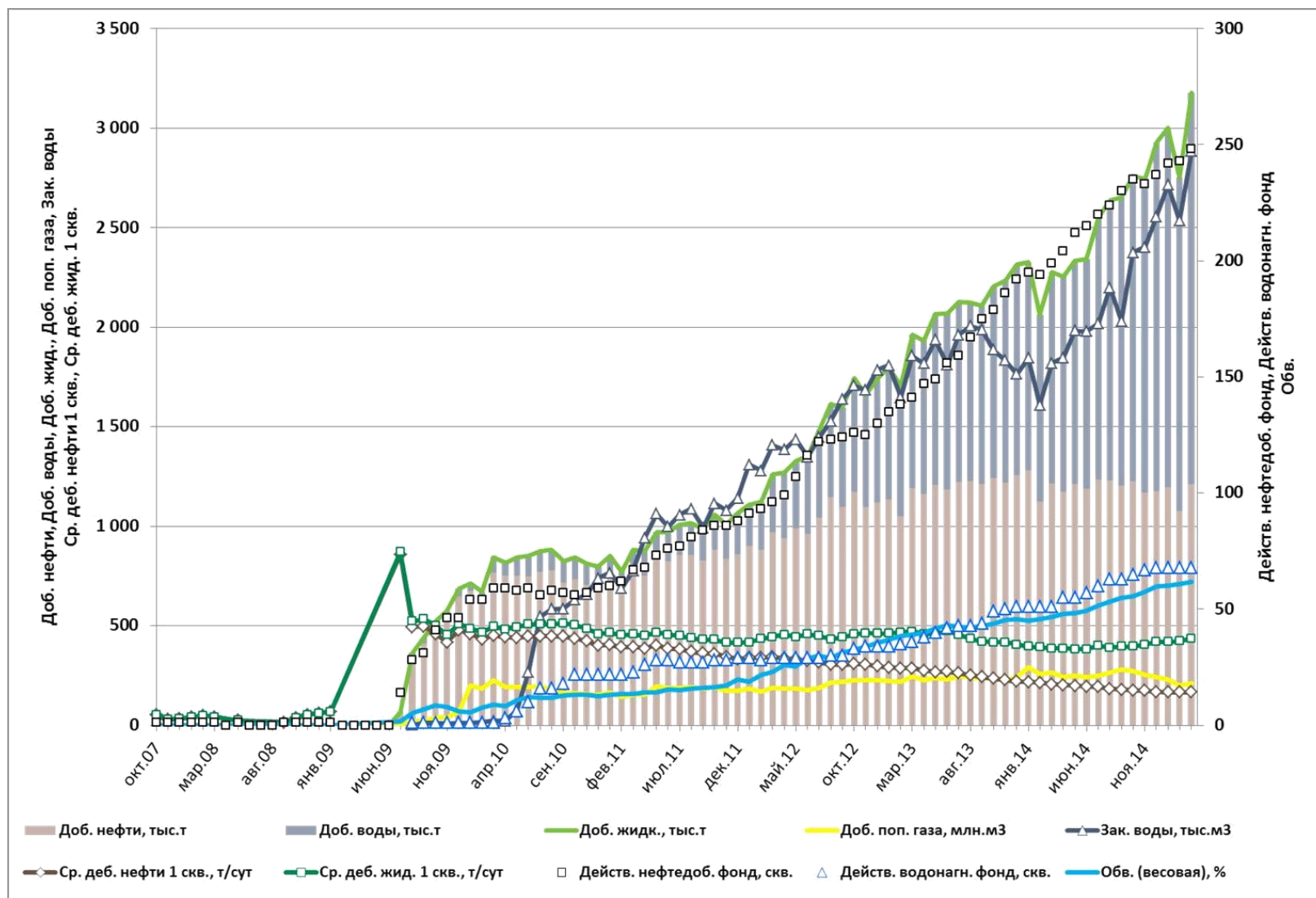


Рисунок 2.11 - Динамика основных показателей разработки объекта Як-III-VII Ванкорского месторождения

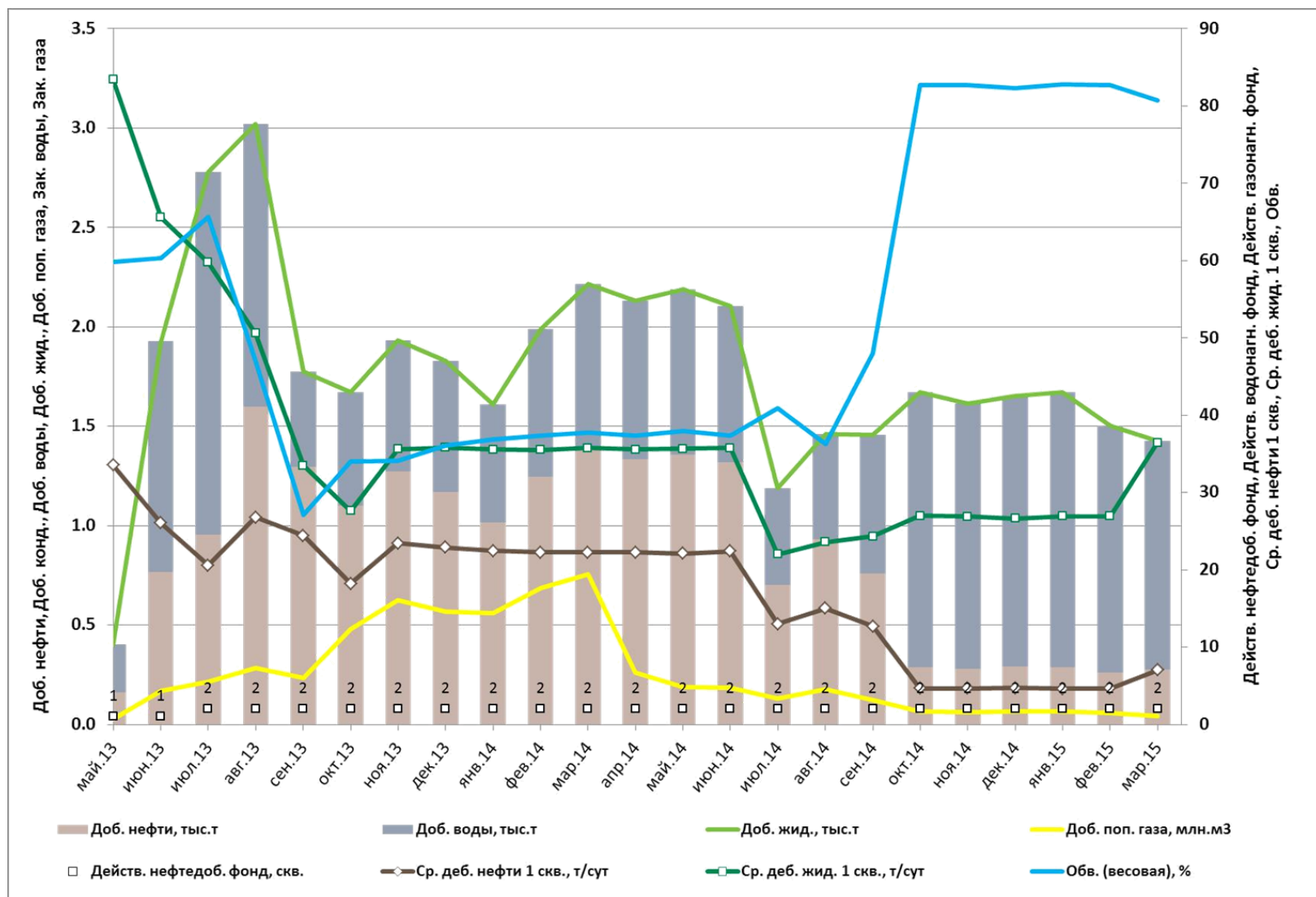


Рисунок 2.12 - Динамика основных показателей разработки объекта Сд-IX Ванкорского месторождения

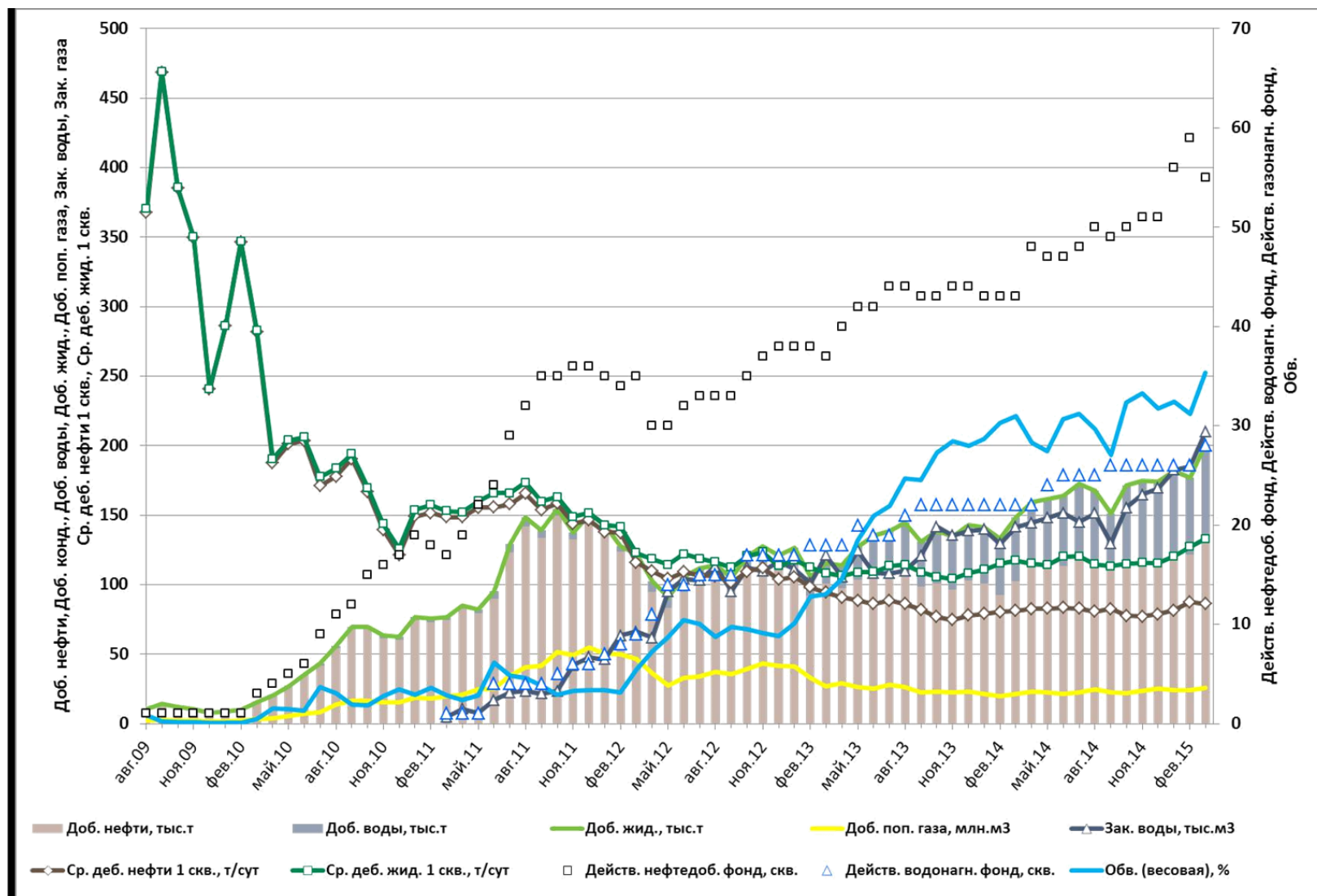


Рисунок 2.13 - Динамика основных показателей разработки объекта Нх-І Ванкорского месторождения

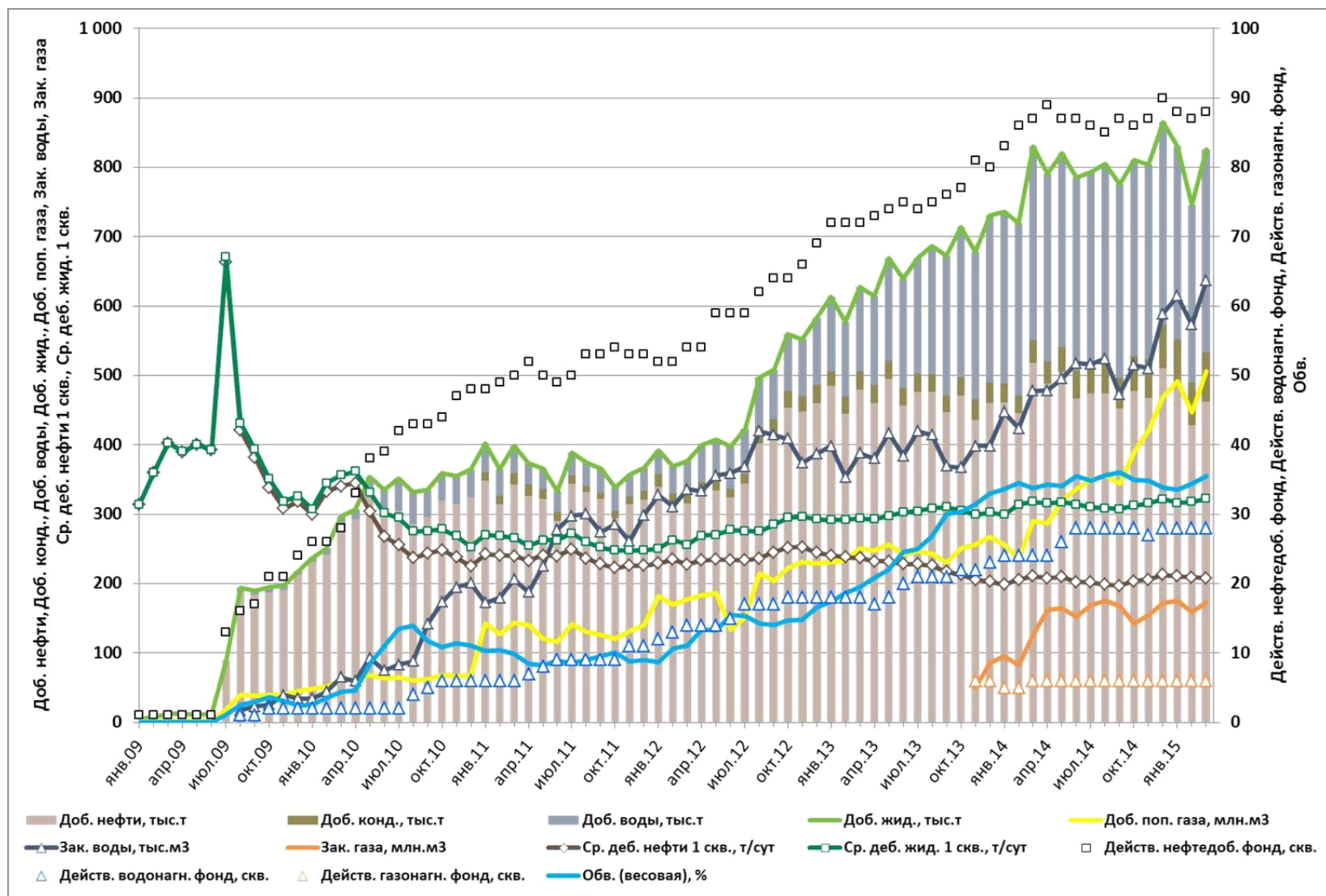


Рисунок 2.14 - Динамика основных показателей разработки объекта Нх-III-IV Ванкорского месторождения

ПРИЛОЖЕНИЕ В

Выбор метода воздействия по критериям применимости для залежей Ванкорского месторождения

Параметры	Средние значения геолого-физических параметров Ванкорского месторождения			МВ и критерии применимости									
				Гидродинамические методы	Физико-химические методы			Газовые методы			Тепловые методы	Микробиологические методы	
	Як-III-VII	Нх-I	Нх-III-IV	Заводнение	Нагнетание ПАВ	Нагнетание полимера	Нагнетание щелочи	Нагнетание CO ₂ (смеш.)	Нагнетание углеводородного газа (смеш)	Водогазовое воздействие	Нагнетание горячей воды	Активизация пластовой микрофлоры	Микробное (мелассное) заводнение
1	2	3	4	5	6	7	8	9	10	11	12	13	14
Тип породы	тер.	тер.	тер.	тер., карб.	тер., карб.	тер., карб.	тер., карб.	тер.	тер.	тер., карб.	тер., карб.	тер.	карб., тер.
Тип коллектора	поровый	поровый	поровый	поровый	поровый	поровый	поровый	поровый	поровый	поровый	пор., трещ.	поровый	тр.-пор., пор.
Глубина залегания, м	1671	2550	2750	нп	нп	нп	нп	900-6000	2000-6000	нп	30-2000	30-2000	0-1500
Угол падения, град.	0-3	0-3	0-3	0-5	0-5	0-5	0-5	0-90	0-90	0-90	0-5	нп	0-10
Начальное пластовое давление, МПа	15,9	25,4	27,1	нп	нп	нп	нп	8-55	25-55	нп	1-40	1-20	0-15
Начальная пластовая температура, °С	30	59	65	20-100	10-70	10-90	<150	20-200	20-200	20-100	0-50	20-80	20-60
Эффективная нефтенасыщенная толщина, м	17,3	6,9	17,8	3-100	7-15	нп	нп	6-30	6-25/нп	6-25/нп	10-25	>1	3-100
Проницаемость, мкм ²	0,42	0,024	0,128	0,1-5	0,1-2	0,1-2	>0,1	0,001-3	0,001-3	0,004-0,8	0,1-3	0,1-5	0,1-5

Коэффициент пористости, д.ед.	0,27	0,2	0,2	0,1-0,35	0,1-0,35	0,1-0,35	0,1-0,35	0,04-0,35	0,04-0,35	0,1-0,35	0,1-0,3	0,25-0,4	0,1-0,4
Глинистость, %	15	21,3	17,4	0-5	0-10	0-10	0-10	нп	нп	0-25	0-25	нп	нп
Коэффициент нефтенасыщенности, д.ед.	0,61	0,47	0,54	0,7-1	0,7-1	0,5-1	0,6-1	0,25-1	0,4-1	0,4 -1	0,7-1	0,7-1	0,5-1
Плотность пластовой нефти, кг/м ³	850	693	688	650-1000	800-950	820-950	нп	650-880	650-880	650-950	850-1000	650-880	650-900
Вязкость пластовой нефти, мПа*с	8,7	0,6	0,5	0,1-25	0,1-60	10-100	0,1-40	0,01-15	0,4-20	0,1-100	15-100	0,1-20	0,1-60
Массовое содержание АСВ, %	8,96	4,38	5,74	нп	0-40	нп	нп	0-15	нп	нп	0-40	0-40	0-40
парафинов, %	0,9	4,2	3,8	0-5,5	0-2	нп	нп	0-30	нп	нп	0-30	0-30	0-30
Общая минерализация воды, г/л	13,5	12	10	нп	0-25	0-20	0-50	нп	нп	нп	нп	0-20	0-100
Жесткость пластовой воды, г/л	5,5	1,5	1,7	нп	0-5	0-5	0-0,025	нп	нп	нп	нп	0-5	нп
Заключение о применимости метода				метод применим	метод не применим	метод не применим	метод не применим	метод не применим	метод применим	метод применим	метод не применим	метод не применим	метод не применим